



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

PROYECTO FIN DE CARRERA

Ingeniería Industrial

**CÁLCULO, DISEÑO Y ANÁLISIS DE
UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE
COLECTORES CILÍNDRICO-
PARABÓLICOS OPERANDO CON
SALES FUNDIDAS**

Autor: Daniel Serrano García

Director: Antonio Acosta Iborra

Leganés, marzo de 2012

PROYECTO FIN DE CARRERA

CÁLCULO, DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE COLECTORES CILÍNDRICO- PARABÓLICOS OPERANDO CON SALES FUNDIDAS

Autor: Daniel Serrano García

Director: Antonio Acosta Iborra

EL TRIBUNAL

Presidente: Ulpiano Ruiz-Rivas Hernando

Vocal: Elena Igualada Villodre

Secretaria: Raquel Lizarte Mayo



A mi familia



Nepasidouk.

Artículo 41. Užupio Konstitucija

Agradecimientos

En primer lugar quisiera dedicar este proyecto a mis padres. Vosotros sois los responsables de que su realización, proporcionándome todo lo que ha estado en vuestras manos. Por vuestro apoyo en los momentos difíciles y por todos los valores que me habéis inspirado a lo largo de mi vida.

A mis hermanos, porque con vosotros he vivido momentos de alegrías y enfados, y sois parte de lo que soy.

A mis amigos de la universidad, porque sin vosotros y todas las experiencias vividas a vuestro lado todo hubiera sido diferente. Porque esto no termina aquí, sino que acaba de comenzar.

A mis amigos de la banda, con vosotros he crecido como persona, pasando días de fiesta y largas jornadas en la biblioteca haciendo que estudiábamos y comiendo McFlurrys.

A todas las personas que he conocido durante mi estancia en *Lietuva*, especialmente a Ángel, Marta, Laura, Antonio, Jorge, Aurelija y Vaiva, y mis *crazy roomates* Nico, Ivan y Bruno. Juntos hemos disfrutado del invierno báltico y un sinfín de aventuras difíciles de olvidar. Ya sois una parte de mi vida que nunca olvidaré. Ačiū labai.

A Idoya, por tu apoyo y tu confianza en mí y porque la distancia no ha podido con nosotros.

A mi tutor de este proyecto, Antonio Acosta, por permitirme realizar este proyecto. Por su apoyo y su disposición ante las dudas que me han ido surgiendo a lo largo de su realización.

Resumen

Desde el inicio de los tiempos el Sol ha sido centro de la vida humana y el cual ha sido la base para proporcionar los recursos necesarios para la supervivencia de todas las especies del planeta.

Los antiguos se valían de esta fuente de energía para sus tareas cotidianas. Sin embargo, su existencia parece que ha pasado desapercibida a lo de estos últimos siglos, donde los grandes avances de la tecnología han hecho que aparecieran otras formas de energía más rentables y eficientes que la energía solar, pero no por ello más beneficiosas para el medio ambiente.

Últimamente la opinión pública se está dando cuenta de la necesidad de cambiar de modelo y comenzar a construir un mundo sostenible que dejar como legado a futuras generaciones. Para ello es preciso volver a hacer uso de las formas de energía más primarias como lo es la energía solar.

El presente proyecto intenta ayudar a conseguir este cambio analizando los procesos de transferencia de calor que ocurren en la obtención de electricidad a partir de la radiación solar mediante el uso de colectores cilíndrico-parabólicos. Para este cometido se desarrolla un método de cálculo novedoso que utiliza una temperatura equivalente exterior que incluye el efecto de la radiación solar y que implementado en herramientas informáticas permite diseñar instalaciones destinadas a este fin.

El fluido de trabajo escogido para el diseño es diferente a los comúnmente utilizados en las centrales solares con esta tecnología, como es una sal fundida similar a la usada en las centrales de receptor central. De esta forma se analiza su impacto y adaptación en forma de mayor temperatura de operación en los colectores de canales parabólicos para varias capacidades de almacenamiento.

El diseño se lleva a cabo en la zona sur de España debido a su excelente recurso solar. Los resultados muestran un comportamiento lineal de la temperatura con la distancia, eligiéndose un valor de 500 °C como temperatura de salida del campo solar. La potencia eléctrica de la central se fija en 49,99 MW, obteniéndose una energía generada de entre 130 y 212 GWh/año en función de diferentes capacidades de almacenamiento. El rendimiento global que se obtiene es de 15,2%, con un coste de generación de 0,25 a 0,30 €/kWh.



Abstract

Since the beginning of time the Sun has been the center of human life. It has been crucial to provide all the necessary resources for the survival of all species on the planet.

The ancestors used this energy source in their daily routines. However, it seems that its existence has gone unnoticed for the last few centuries where, the advances in technology have made other forms of energy to appear. These other forms of energy are more profitable and efficient than solar power although, not more advantageous for the environment.

Recently, public opinion is realizing that this situation must change. Humans have to build a sustainable world for future generations. This requires returning to the earliest forms of energy such as solar energy.

The present Bachelor thesis aims to help to get this change, analyzing the heat transfer processes that occur when electricity is obtained from solar irradiance using parabolic solar trough collectors. For this purpose a new method is developed to achieve the design of this kind of installation. In this new proceeding an outlet temperature is used where solar irradiance is included.

The heat transfer fluid used is a molten salt, different from typical thermal oil used in conventional solar power plants. This work analyzes the performance at the power plant operating at high temperatures in the parabolic trough collector for several capacities of thermal storage.

The location is set in the southern of Spain since its excellent solar conditions. Results show a linear behavior of temperature. The chosen outlet temperature at the solar field is 500 °C. The net power of the plant is set at 49,99 MW. The energy generated is 130 to 212 GWh/year depending on different storage capacities. The global efficiency obtained is 15,2% with a 0,25 to 0,30 €/kWh of generation cost.

Contenidos

NOMENCLATURA.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
ÍNDICE DE FIGURAS	XXIII
OBJETIVOS.....	XXV
METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO	XXVI
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. MOTIVACIÓN. EL PROBLEMA ENERGÉTICO	1
1.2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO A LO LARGO DE LA HISTORIA	1
1.3. CONSUMO MUNDIAL	2
1.4. ENERGÍAS FÓSILES	4
1.4.1. <i>Petróleo</i>	4
1.4.2. <i>Gas natural</i>	5
1.4.3. <i>Carbón</i>	6
1.4.4. <i>Estado de las reservas</i>	6
1.4.5. <i>Efectos perjudiciales</i>	7
1.5. ENERGÍA NUCLEAR	8
1.6. ENERGÍAS RENOVABLES	9
1.6.1 <i>Energía hidráulica</i>	9
1.6.2. <i>Energía eólica</i>	10
1.6.3. <i>Biomasa</i>	11
1.6.4. <i>Energía solar</i>	13
1.6.5. <i>Energía geotérmica</i>	14
1.7. PANORAMA ENERGÉTICO ESPAÑOL	14
1.8. CAMBIO HACIA UN FUTURO SOSTENIBLE	16
2. LA ENERGÍA TERMOSOLAR.....	19
2.1. CARACTERÍSTICAS.....	19
2.2. HISTORIA	20
2.3. VENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	21
2.4. PRINCIPALES TECNOLOGÍAS	21
2.4.1. <i>Receptor central</i>	23
2.4.2. <i>Discos parabólicos</i>	26
2.4.3. <i>Colectores lineales Fresnel</i>	27
2.4.4 <i>Colectores cilíndrico-parabólicos</i>	28
2.5. LA ENERGÍA TERMOSOLAR EN ESPAÑA.....	30
2.5.1. <i>Plataforma Solar de Almería</i>	30
2.5.2. <i>Situación actual</i>	32
2.5.3. <i>Planes de actuación</i>	33
2.6. PROYECTOS A NIVEL MUNDIAL.....	34
3. INSTALACIONES DE CONCENTRADORES CILÍNDRICO-PARABÓLICOS	35
3.1. EL CAMPO SOLAR	38



3.1.1. Cimentación y estructura	38
3.1.2. Colector cilíndrico-parabólico	42
3.1.3. Tubo receptor	44
3.1.4. Sistema de transferencia térmica	46
3.1.4.1. Fluido de transferencia	46
3.1.4.2. Sistema de bombeo	48
3.1.4.3. Tanques de expansión	49
3.1.4.4. Sistema de tuberías	49
3.1.4.5. Sistema de prevención contra heladas	49
3.1.5. Sistema de seguimiento	50
3.2. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	52
3.3. BLOQUE DE POTENCIA	54
3.3.1. Generador de vapor	54
3.3.2. Turbina de vapor	55
3.3.3. Condensador	56
3.3.4. Recalentador	56
3.3.5. Desaireador	56
3.3.6. Precalentador	57
3.3.7. Torre de refrigeración	57
3.4. SISTEMAS AUXILIARES	57
3.4.1. Sistema de protección contra incendios	57
3.4.2. Sistemas de ventilación y aire acondicionado	58
3.4.3. Sistema de aire comprimido	59
3.4.4. Instalaciones sanitarias	59
3.4.5. Sistema de alumbrado	59
3.4.6. Sistema de telecomunicaciones	60
3.4.7. Sistemas eléctricos	60
3.4.8. Sistema de suministro y tratamiento de agua	61
3.4.9. Sistema de tratamiento de efluentes	61
4. MÉTODO DE CÁLCULO Y DISEÑO	63
4.1. UBICACIÓN Y DATOS METEOROLÓGICOS	63
4.1.1. Selección de la ubicación	63
4.1.2. Datos meteorológicos y ambientales	64
4.2. SISTEMA DE CONCENTRACIÓN	65
4.2.1. Colector	65
4.2.2. Tubo receptor	66
4.3. CÁLCULOS ÓPTICOS	66
4.3.1. Geometría solar	66
4.3.1.1. Declinación	67
4.3.1.2. Ángulo horario	67
4.3.1.3. Altura solar	68
4.3.1.4. Ángulo acimutal	68
4.3.1.5. Ángulo de incidencia	68
4.3.2. Eficiencia óptica del colector	68
4.3.2.1. Ángulo y radio de borde	69
4.3.2.2. Factor de concentración	69
4.3.2.3. Factor geométrico	70
4.3.2.4. Factor de interceptación	71
4.3.2.5. Eficiencia óptica	73
4.4. CÁLCULOS TÉRMICOS	74

4.4.1. Temperaturas iniciales.....	74
4.4.2. Velocidad del fluido y caudal másico	75
4.4.3. Superficie del tubo receptor y de la carcasa de cristal.....	76
4.4.4. Pérdidas térmicas y potencia útil.....	76
4.4.4.1. Temperatura equivalente exterior	78
4.4.4.2. Potencia útil	80
4.4.4.3. Resistencias térmicas.....	84
4.4.4.3.1. Resistencia de convección debida al aire exterior	84
4.4.4.3.2. Resistencia de radiación entre la carcasa de cristal y el ambiente.....	87
4.4.4.3.3. Resistencia de radiación entre la carcasa y el tubo receptor.....	88
4.4.4.3.4. Resistencia de convección entre el tubo receptor y la carcasa de cristal.....	88
4.4.4.3.5. Resistencia de conducción del tubo receptor.....	89
4.4.4.3.6. Resistencia de conducción de la carcasa de cristal.....	90
4.4.4.3.7. Resistencia de convección interior	90
4.4.5. Proceso iterativo de cálculo	91
4.5. CICLO DE POTENCIA	92
4.5.1. Ciclo	94
4.5.2. Estados termodinámicos del ciclo de vapor.....	95
4.5.3. Fracciones másicas en cada elemento.....	96
4.5.4. Potencia específicas y caudal másico total.....	97
4.5.5. Rendimiento del ciclo.....	98
4.6. DISEÑO DE LA PLANTA	98
4.6.1. Almacenamiento térmico.....	98
4.6.1.1. Potencia térmica necesaria	99
4.6.1.2. Múltiplo solar	101
4.6.1.3. Capacidad de almacenamiento	102
4.6.1.4. Sistema de almacenamiento	104
4.6.2. Dimensiones del campo solar.....	106
4.6.3. Potencia de bombeo	107
4.6.3.1. Tuberías.....	107
4.6.3.2. Pérdida de carga	108
4.6.3.3. Potencia de bombeo.....	109
4.6.3.4. Proceso de cálculo	110
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	113
5.1. UBICACIÓN Y DATOS METEOROLÓGICOS	113
5.1.1. Selección de la ubicación	113
5.1.2. Datos meteorológicos y ambientales.....	113
5.2. SISTEMA DE CONCENTRACIÓN	116
5.2.1. Colector	116
5.2.2. Tubo receptor	116
5.2.3. Fluido de transferencia	116
5.3. CÁLCULOS ÓPTICOS.....	118
5.3.1. Geometría solar.....	118
5.3.2. Eficiencia óptica del colector.....	119
5.3.2.1. Factor de concentración.....	119
5.3.2.2. Factor geométrico.....	120
5.3.2.3. Factor de interceptación.....	120
5.3.2.4. Eficiencia óptica.....	121
5.4. CÁLCULOS TÉRMICOS	122
5.4.1. Datos iniciales.....	122



5.4.2. Velocidad del fluido.....	124
5.4.3. Superficie del tubo receptor y de la carcasa de cristal.....	124
5.4.4. Potencia útil, pérdidas de calor y temperatura a la salida de los colectores.....	124
5.4.5. Potencia útil, potencia perdida y temperatura a lo largo de un lazo.....	127
5.5. CICLO DE POTENCIA.....	129
5.5.1. Turbina.....	129
5.5.2. Parámetros de operación.....	129
5.5.3. Estados termodinámicos del ciclo de vapor.....	131
5.5.4. Fracciones másicas en cada elemento.....	132
5.5.5. Potencias específicas, caudal másico total y rendimiento del ciclo.....	133
5.6. DISEÑO DE LA PLANTA.....	134
5.6.1. Almacenamiento térmico.....	135
5.6.2. Sistema de almacenamiento.....	137
5.6.3. Dimensiones del campo solar.....	137
5.6.4. Potencia de bombeo.....	139
5.7. ENERGÍA PRODUCIDA Y RENDIMIENTO DE LA CENTRAL TERMOSOLAR.....	146
5.8. CONTRIBUCIÓN DE UNA CALDERA AUXILIAR.....	151
5.9. REDUCCIÓN DE EMISIONES.....	152
6. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	157
6.1. INVERSIÓN.....	157
6.1.1. Campo solar.....	157
6.1.2. Bloque de potencia.....	161
6.1.3. Infraestructura eléctrica.....	164
6.1.4. Sistema de almacenamiento.....	165
6.1.5. Gestión de proyecto e ingeniería.....	166
6.1.6. Coste total.....	166
6.2. COSTE DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.....	167
7. CONCLUSIONES.....	171
7.1. PRINCIPALES RESULTADOS.....	171
7.2. CONCLUSIONES.....	178
7.3. COSTE DE ELABORACIÓN DEL PROYECTO.....	179
7.3.1. Coste de los recursos humanos.....	179
7.3.2. Coste de los equipos.....	180
7.3.3. Coste de material.....	181
7.3.4. Costes varios.....	181
7.3.5. Coste total.....	181
7.4. CRÍTICAS Y TRABAJOS FUTUROS.....	182
BIBLIOGRAFÍA.....	185

Nomenclatura

$A_{a.unshaded}$	Área de apertura
A_{abs}	Superficie del receptor
$A_{cristal}$	Superficie de la carcasa de cristal
A_b	Área perdida por el efecto de las sombras
A_e	Área perdida por el efecto de borde
A_f	Factor geométrico
A_{loss}	Área perdida total
AST	Hora del día
C	Factor de concentración
C_{amort}	Amortización
$C_{inversión}$	Inversión
$C_{O\&M}$	Costes de operación y mantenimiento
$c_{p.aire}$	Calor específico del aire
c_{pf}	Calor específico del fluido
D_{int_abs}	Diámetro interior del receptor
$D_{int_cristal}$	Diámetro interior de la carcasa de cristal
D_{ext_abs}	Diámetro exterior del receptor
$D_{ext_cristal}$	Diámetro exterior de la carcasa de cristal
E_{gen}	Energía generada
d_r	Error de desplazamiento del receptor
d_r^*	Error universal de desplazamiento del receptor
DCA	Drain cooling approach
f_{rc}	Factor de recuperación de capital
f	Distancia focal del colector
fr	Factor de fricción
g	Aceleración de la gravedad
G_B	Radiación incidente
Gr	Numero de Grashof
h_i	Entalpía específica del estado i
h_p	Altura de la parábola
h_{tan}	Altura tanque de almacenamiento
i	Tasa de interés
k_{abs}	Conductividad térmica del receptor
k_{aire}	Conductividad térmica del aire
$k_{cristal}$	Conductividad térmica de la carcasa de cristal
k_{ef}	Conductividad térmica efectiva receptor-carcasa
K_j^i	Factor de pérdidas secundarias
L_{abs}	Longitud del receptor
$L_{colector}$	Longitud del colector

L_{tramo}	Longitud del tramo
LL	Longitud
$LCOE$	Levelized cost of energy
m_{almac}	Masa de sales en el almacenamiento
m_f	Caudal másico de fluido
m_i	Caudal másico en el estado i
\dot{m}_{total}	Caudal másico en el generador de vapor
N	Día del año
n	Tiempo de préstamo
Nu_{ext}	Nusselt convección exterior
Nu_F	Nusselt convección forzada
Nu_{int}	Nusselt convección interior
Nu_L	Nusselt convección libre
P_{alta}	Presión en el generador de vapor
P_{bombeo}	Potencia de bombeo
P_{cond}	Presión en el condensador
P_i	Presión de la extracción i
Pr_{ext}	Prandtl exterior
Pr_{int}	Prandtl interior
$Q_{almac.hora}$	Energía horaria almacenada
Q_{total}	Energía diaria almacenada
$\dot{Q}_{campo\ solar}$	Potencia térmica en el campo solar
\dot{q}_{cond}	Potencia específica en el condensador
\dot{q}_{gen}	Potencia específica en el generador de vapor
$q_{perdidas}$	Potencia perdida en el colector
q_{util}	Potencia útil en el colector
$q_{r.c.a}$	Potencia perdida carcasa-aire
$q_{r.r.c}$	Potencia perdida receptor-carcasa
q_{sol}	Potencia procedente del Sol
$\dot{Q}_{térmica}$	Potencia térmica necesaria para operar el ciclo de potencia
$R_{c.r.c}$	Resistencia de convección receptor-carcasa
R_{cond_abs}	Resistencia de conducción del receptor
$R_{cond_cristal}$	Resistencia de conducción de la carcasa de cristal
$R_{conv.e}$	Resistencia de convección exterior
$R_{conv.i}$	Resistencia de convección interior
$R_{i.r.c}$	Resistencia de receptor-carcasa
R_i	Resistencia interior total
$R_{r.c.a}$	Resistencia de radiación carcasa-aire
$R_{r.r.c}$	Resistencia de radiación receptor-carcasa
R_{tan}	Radio del tanque de almacenamiento
R_{total}	Resistencia total
Ra	Número de Rayleigh

Re_{ext}	Reynolds exterior
Re_{int}	Reynolds interior
r_{rim}	Radio de borde
SM	Múltiplo solar
T_0	Temperatura equivalente exterior
T_{abs}	Temperatura media del receptor
$T_{abs.ext}$	Temperatura exterior del receptor
$T_{abs.int}$	Temperatura interior del receptor
t_{almac}	Capacidad de almacenamiento
T_{alr}	Temperatura de radiación de los alrededores
T_{amb}	Temperatura ambiente
$T_{caliente}$	Temperatura del tanque caliente
$T_{cristal}$	Temperatura media de la carcasa cristal
$T_{cristal.ext}$	Temperatura exterior de la carcasa cristal
$T_{cristal.int}$	Temperatura interior de la carcasa cristal
T_{eq0}	Temperatura equivalente con contribución solar
T_f	Temperatura media del fluido
$T_{fría}$	Temperatura del tanque frío
$T_{in.f}$	Temperatura de entrada al tramo
$T_{in.f.colector}$	Temperatura de entrada al campo de colectores
$T_{in.turb}$	Temperatura de entrada a la turbina
$T_{m_c.a}$	Temperatura media carcasa-ambiente
T_{mrc}	Temperatura media receptor-carcasa
$T_{out.f}$	Temperatura de salida del tramo
T_{sat}	Temperatura de saturación
TTD	Terminal temperatura difference
V_{almac}	Volumen de almacenamiento
v_f	Velocidad del fluido
v_{viento}	Velocidad del viento
W_a	Apertura del colector
\dot{W}_{eje}	Potencia en el eje del generador eléctrico
$\dot{W}_{eléctrica}$	Potencia eléctrica entregada a la red
\dot{w}_{bomba}	Potencia específica en la bomba
\dot{w}_{turb}	Potencia específica en la turbina
y_i	Fracción másica en el estado i
α	Altura solar
α_{abs}	Coefficiente de absorción del receptor
β	Inclinación de los colectores
β_{aire}	Coefficiente de expansión térmica del aire
β_{error}	Error de desalineamiento angular
β_{error}^*	Error universal de desalineamiento angular
γ	Ángulo acimutal

δ	Declinación
ΔP	Pérdida de carga
ΔT_{lm}	Incremento medio logarítmico de temperaturas
ε_{abs}	Emisividad del receptor
$\varepsilon_{cristal}$	Emisividad de la carcasa de cristal
η_{em}	Rendimiento electromecánico del generador eléctrico
$\eta_{em.bomba}$	Rendimiento electromecánico de la bomba
η_o	Eficiencia óptica del colector
η_{sb}	Rendimiento isentrópico de la bomba
η_{st}	Rendimiento isentrópico de la turbina
$\eta_{termico}$	Rendimiento térmico del ciclo de potencia
θ	Ángulo de incidencia
ν_{aire}	Viscosidad cinemática del aire
ξ	Factor de interceptación
ρ_{aire}	Densidad del aire
ρ_{esp}	Reflectividad del espejo
ρ_f	Densidad del fluido
Q_{abs}	Rugosidad del receptor
Q_{acero}	Rugosidad de la tubería
μ_{aire}	Viscosidad dinámica del aire
μ_f	Viscosidad dinámica del fluido
σ	Constante de Stefan-Boltzmann
σ_{al}	Error aleatorio
σ_{al}^*	Error universal aleatorio
τ_{abs}	Transmitancia del cristal
ϕ	Latitud
ϕ_{rim}, ϕ_r	Ángulo de borde
ω	Ángulo horario

Índice de tablas

Tabla 1.1 Reservas de los principales combustibles en 2009.

Tabla 2.1 Centrales solares de torre experimentales.

Tabla 2.2. Resumen de las cuatro tecnologías solares.

Tabla 2.3 Centrales termosolares en España.

Tabla 3.1 Comparación entre diferentes estructuras de colectores.

Tabla 3.2 Comparativa entre diferentes tubos receptores.

Tabla 3.3 Comparativa entre diferentes sales de nitrato y *Therminol VP-1*.

Tabla 4.1 Errores del factor de interceptación.

Tabla 4.2 Coeficiente de pérdidas secundarias en expansiones y contracciones suaves.

Tabla 4.3 Coeficiente de pérdidas secundarias en diferentes elementos típicos.

Tabla. 5.1 Datos meteorológicos.

Tabla 5.2 Radiación directa horaria para el día 13 de cada mes.

Tabla 5.3 Datos meteorológicos para el día de diseño, 13 de julio.

Tabla 5.4 Propiedades físicas del aire.

Tabla 5.5 Propiedades del colector *Skal-ET 150*.

Tabla 5.6 Propiedades físicas de la sal HITEC.

Tabla 5.7 Errores universales del factor de interceptación.

Tabla 5.8 Eficiencia óptica horaria para el día 13 de cada mes.

Tabla 5.9 Turbina *SST-700* de Siemens.

Tabla 5.10 Parámetros de operación del ciclo de vapor.

Tabla 5.11 Estados termodinámicos.

Tabla 5.12 Fracciones másicas en cada extracción.

Tabla 5.13 Potencias específicas, caudal másico y rendimiento del ciclo

Tabla 5.14 Tiempo diario total de funcionamiento (a plena potencia), energía acumulada y número de lazos.

Tabla 5.15 Dimensiones del sistema de almacenamiento.

Tabla 5.16 Dimensiones del campo solar.

Tabla 5.17 Cálculos de la potencia de bombeo.

Tabla 5.18 Pérdida de carga y potencia de bombeo.

Tabla 5.19 Potencia del generador de electricidad, en MW, para 8 horas de almacenamiento y para cada día de referencia o energía generada para cada franja horaria, en MWh.

Tabla 5.20 Tiempo de almacenamiento en cada mes.

Tabla 5.21 Energía producida anualmente.

Tabla 5.22 Comparativa entre diferentes centrales operativas en la actualidad y el diseño obtenido en este proyecto.

Tabla 5.23 Rendimiento global de conversión energía solar en energía eléctrica.

Tabla 5.24 Cobertura mensual, en %, de la caldera auxiliar sobre el valor de la potencia nominal para las diferentes capacidades de almacenamiento y sus correspondientes horas de funcionamiento a plena potencia.

Tabla 5.25 Ahorro de emisiones de CO₂ en t/año.

Tabla 6.1 Coste de los colectores.

Tabla 6.2 Coste del sistema de instrumentación y control.

Tabla 6.3 Coste del sistema eléctrico.

Tabla 6.4 Coste de la obra civil.

Tabla 6.5 Coste del sistema HTF.

Tabla 6.6 Elementos mecánicos del bloque de potencia.

Tabla 6.7 Sistema eléctrico del bloque de potencia.

Tabla 6.8 Obra civil del bloque de potencia.

Tabla 6.9 Infraestructura eléctrica.

Tabla 6.10 Sistema de almacenamiento.

Tabla 6.11 Gestión de proyecto e ingeniería.

Tabla 6.12 Coste total de la instalación.

Tabla 6.13 Costes de operación y mantenimiento y parámetros económicos.

Tabla 6.14 Coste de la energía producida.

Tabla 7.1 Dimensiones del sistema de almacenamiento.

Tabla 7.2 Potencia de bombeo.

Tabla 7.3 Comparativa entre diferentes centrales operativas en la actualidad y el diseño obtenido en este proyecto para 8 horas de almacenamiento térmico.

Tabla 7.4 Cobertura mensual, en %, de la caldera auxiliar sobre el valor de la potencia nominal para las diferentes capacidades de almacenamiento y sus correspondientes horas de funcionamiento a plena potencia.

Tabla 7.5 Dimensiones de la central termosolar.

Tabla 7.6 Coste de la central termosolar.

Tabla 7.7 Coste de generación eléctrica y rendimiento global de la central termosolar.

Tabla 7.8 Coste de recursos humanos.

Tabla 7.9 Coste de equipos.

Tabla 7.10 Coste de material.

Tabla 7.11 Coste de total de elaboración del proyecto.

Índice de figuras

Figura 1.1 Evolución histórica de la población y el consumo energético mundiales.

Figura 1.2 Comparación logarítmica entre potencias renovables y el consumo energético mundial medio.

Figura 1.3 Consumo de energía eléctrica 2006-2010 (kWh per cápita).

Figura 1.4 Potencia instalada en el Sistema eléctrico peninsular a 31 de diciembre de 2010.

Figura 1.5 Distribución de la demanda anual por tecnologías de generación.

Figura 2.1 Tecnologías termosolares.

Figura 2.2 Esquema de una central de torre.

Figura 2.3 Esquema de un disco parabólico con motor Stirling.

Figura 2.4 Esquema de un reflector lineal Fresnel.

Figura 2.5 Esquema de una central de colectores cilíndrico-parabólicos.

Figura 2.6 Vista aérea de la Plataforma Solar de Almería.

Figura 2.7 Localización de las centrales termosolares en España.

Figura 3.1 Esquema típico de una central termosolar.

Figura 3.2 Cimentaciones de colectores cilíndrico-parabólicos.

Figura 3.3 Análisis de esfuerzos del colector SENERtrough.

Figura 3.4 Reflectores solares montados en un colector cilíndrico-parabólico.

Figura 3.5 Esquema de construcción de la superficie parabólica.

Figura 3.6 Esquema de un tubo receptor.

Figura 3.7 Sistemas de seguimiento solar de un solo eje.

Figura 3.8 Disposición del sistema de almacenamiento.

Figura 3.9 Esquema típico de un ciclo *Rankine* con recalentamiento y regeneración.

Figura 4.1 Mapa de radiación de Europa.

Figura 4.2 Esquema del conjunto de concentración.

Figura 4.3 Definición de la geometría solar.

Figura 4.4 *End effect* y sombras en el colector.

Figura 4.5 Pérdidas térmicas en el colector.

Figura 4.6 Algoritmo de cálculo.

Figura 4.7 Esquema del ciclo.

Figura 4.8 Funcionamiento del sistema de almacenamiento de sales fundidas.

Figura 4.9 Concepto de múltiplo solar.

Figura 4.10 Configuraciones adoptadas en centrales termosolares.

Figura 5.1 Ángulo de incidencia en función del día del año a las 12 horas del mediodía y en función de la hora del día para el día 13 de julio.

Figura 5.2 Eficiencia óptica en función del día del año a las 12 horas del mediodía y en función de la hora del día para el día 13 de julio.

Figura 5.3 Potencia útil en función de la velocidad del fluido, potencia perdida en función de la velocidad del fluido, temperatura a la salida del lazo en función de la velocidad del fluido.

Figura 5.4 Variación de la potencia útil, potencia perdida y temperatura a lo largo de un lazo.

Figura 5.5 Rendimiento térmico del ciclo de potencia en función de la temperatura de entrada a la turbina.

Figura 5.6 Múltiplo solar.

Figura 5.7 Distribución del campo solar.

Figura 5.8 Energía producida mensualmente por la central termosolar.

Figura 5.9 Cobertura mensual, en %, de la caldera auxiliar sobre el valor de la potencia nominal para las diferentes capacidades de almacenamiento, operando 24 horas al día.

Figura 5.10 Ahorro de emisiones de CO₂.

Figura 5.11 Dimensiones de la instalación para las configuraciones adoptadas en este proyecto.

Figura 7.1 Eficiencia óptica (a) En función del día del año a las 12 horas del mediodía. (b) En función de la hora del día para el día 13 de julio.

Figura 7.2 Potencia útil, potencia perdida y temperatura de salida del lazo en función de la velocidad del fluido.

Figura 7.3 Variación de la potencia útil, potencia perdida y temperatura a lo largo de un lazo.

Figura 7.4 Múltiplo solar y horas totales de funcionamiento de la central termosolar.

Figura 7.5 Energía producida mensualmente.

Figura 7.6 Ahorro anual de emisiones de CO₂.

Objetivos

Los principales objetivos de este proyecto son:

- Desarrollar un modelo térmico que permita variar y evaluar el efecto que tienen diversos parámetros de operación mediante un análisis de los procesos de transferencia de calor ocurridos en la generación renovable de electricidad.
- Llevar a cabo el diseño de una central termosolar con diferentes capacidades de almacenamiento térmico haciendo uso de sales fundidas como fluido de trabajo en toda la instalación.
- Contribuir al desarrollo sostenible del planeta usando formas alternativas de energía.

Como innovación se pretende hacer uso de las sales fundidas como fluido calorífico en instalaciones de colectores cilíndrico-parabólicos. Este tipo de fluido se emplea en otras instalaciones solares como son las centrales de torre donde la radiación solar es concentrada en un único punto por medio de unos espejos. Las temperaturas que se alcanzan son verdaderamente elevadas pudiendo así operar a una mayor temperatura en beneficio del rendimiento de conversión de energía térmica a mecánica y, posteriormente a eléctrica. Se desea estudiar la influencia en las pérdidas de calor que aparecen en el sistema del colector a medida que aumenta la temperatura.

En la actualidad no existen muchas centrales solares de este estilo empleando sales fundidas en su totalidad. Únicamente existe un prototipo de experimentación en el sur de Italia. Es por ello que se haya escogido este fluido y no otro para la realización de este proyecto.

La utilización de una sal fundida permite simplificar la instalación, en caso de disponer de almacenamiento térmico, al operar únicamente con un fluido y no con dos como se viene haciendo hasta la fecha.

Para satisfacer este objetivo se va a desarrollar un método de cálculo que permita evaluar estos procesos y a su vez, como segundo propósito, servir como base para realizar el diseño de centrales de estas características. La evaluación de los resultados se hará de acuerdo a esta segunda finalidad. Siguiendo el método desarrollado se analizarán varios diseños realizados variando la capacidad de almacenamiento. Aquí es preciso resaltar el marcado carácter académico de este proyecto e informe, no buscándose ningún otro objetivo empresarial.

Para finalizar, se intenta dar una idea de los costes de inversión que conlleva acometer la puesta en marcha de una central termosolar.

Metodología y estructura del proyecto

La realización de este proyecto ha requerido seguir una serie de pasos hasta su finalización.

Primeramente se ha llevado a cabo un análisis bibliográfico para conocer el estado de la energía solar térmica, tanto a nivel nacional como a nivel mundial. Gran parte de la bibliografía consultada ha resultado de utilidad y por ello se incluye en el apartado de bibliografía al final de este informe [1-70]. También se ha indagado en los futuros objetivos marcados por los gobiernos para impulsar las energías renovables. Esta primera fase concluye con el conocimiento de los diversos componentes que forman las plantas termosolares de colectores cilíndrico-parabólicos. Para ello se ha hecho uso de documentación especializada en la materia por medio de artículos de revistas, documentos oficiales, notas de prensa, informes desarrollados por diversas empresas del sector eléctrico y publicaciones de los principales fabricantes y compañías punteras en energía solar [30, 48, 49, 64, 67].

Esta etapa inicial se ha reflejado en los tres primeros capítulos. El primer capítulo sirve de motivación e introducción al problema de la energía, haciendo un repaso por las principales fuentes de energía, tanto renovable como no renovable. En el segundo capítulo se exponen las diferentes tecnologías termosolares y se analiza la situación actual de esta forma de energía. El tercer capítulo acota un poco más el problema haciendo un recorrido y una explicación de todos los componentes que forman el tipo de instalación escogida en este proyecto.

Una vez adquirida la base sobre la que realizar el trabajo se comienza, tomando como base artículos y libros especializados en la materia [24, 33, 52], a modelar y desarrollar un método de cálculo que permita alcanzar los objetivos propuestos. Esta segunda fase ha necesitado, aparte bibliografía específica, de herramientas informáticas para agilizar el proceso de cálculo.

El capítulo cuarto muestra este modelo y desarrollo de cálculo. Primeramente se abordan los cálculos ópticos del sistema de concentración. Seguidamente se pasa al desarrollo del modelo térmico mediante todas las resistencias que integran el problema. A continuación, se realiza un cálculo convencional del ciclo de vapor necesario para la conversión de calor en electricidad. Por último, se lleva a cabo el diseño de toda la planta determinando el número total de lazos que la forman, sus dimensiones, el sistema de almacenamiento y la potencia de bombeo necesaria para hacer circular la sal por el campo solar.

Para ilustrar el método expuesto, en el capítulo quinto, se analiza el efecto de la velocidad del fluido por los colectores y del número de estos que forman un lazo en lo que a potencia útil y pérdida se refiere, así como, la temperatura final de salida del campo solar. En el apartado del diseño se escogen componentes reales empleados en las centrales operativas y

unos parámetros iniciales de acuerdo a los resultados del análisis anterior y al uso de la sal fundida. Con estos valores se realizan varios diseños variando la capacidad de almacenamiento para 4, 8 y 12 horas. De este modo se obtienen diferentes dimensiones del campo solar y diferentes valores de energía producida.

Finalmente, los resultados del proyecto fin de carrera se concluyen haciendo una estimación de la inversión que es necesario acometer si se quiere instalar una central termosolar de concentradores parabólicos funcionando con sales fundidas.

1. Introducción

1.1. Motivación. El problema energético

La sociedad de hoy en día parece que se está dando cuenta de que la energía no es un bien que se pueda derrochar así como así. Desde siempre, la energía no ha faltado y por eso se pensaba que era una fuente inagotable. Este hecho, hace que se derroche creyendo en su abundancia.

El actual panorama energético hace que se respire aire de baja calidad, que las aguas y tierras sean contaminadas con vertidos tóxicos de todo tipo, que exista el cambio climático y que la capa de ozono esté llegando a unos límites que imposibilitan su recuperación. Estos problemas piden que se cambie el sistema para llegar a compromiso de seguridad, respeto con el medio ambiente y sostenibilidad.

El concepto más importante es el de la sostenibilidad. Todas las acciones de la sociedad deberían estar enfocadas a este aspecto. Se debe preservar la herencia natural que desde siempre se ha recibido de nuestros antecesores para poder así dejársela igualmente a nuestros descendientes.

Para llevar a cabo estos valores, las autoridades han creado medidas que hagan posible contribuir al desarrollo sostenible. En 1996, la Unión Europea fijó duplicar en 15 años la contribución de las energías renovables. La Unión Europea ha publicado documentos como *El Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético”* [19] para cambiar los hábitos de los consumidores interesándose por el instrumento fiscal como medida hacia el consumo controlado y responsable del medio ambiente. Se ha reconocido la necesidad de grandes inversiones iniciales para las energías renovables, como ya tuvieron el carbón y el petróleo. Dentro del *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España* [50] se proponen salidas a las energías renovables y usos de combustibles alternativos para los transportes, así como el uso de una energía diversificada. También el proyecto de Constitución Europea de 2005 contenía en su artículo III-256 de la sección 10 aspectos relativos a la energía.

1.2. Evolución del consumo energético a lo largo de la historia

El consumo energético necesario para el desarrollo de la vida humana ha sufrido un aumento considerable debido al desarrollo que el hombre ha experimentado (*figura. 1.1*). Hace 1 millón de años únicamente se utilizaba la energía para mantenerse con vida y realizar trabajo mecánico. Hace 100000 años se comenzó a necesitar más energía para calentar alimentos, alumbrado y protección contra el frío y depredadores. Hace 7000 años, el hombre ya utilizaba parte de su energía y la de los animales para cosechar. Hace 600 años se comenzó a generalizar el uso del carbón para calefacción y la energía hidráulica y eólica para la

agricultura. Con la revolución industrial apareció la máquina de vapor. Finalmente, el hombre actual, usa motores alternativos, turbinas de gas, de vapor e hidráulicas. Esto se traduce en que un individuo medio ha elevado su necesidad de energía de 2 Mcal/día a 230 Mcal/día [6].

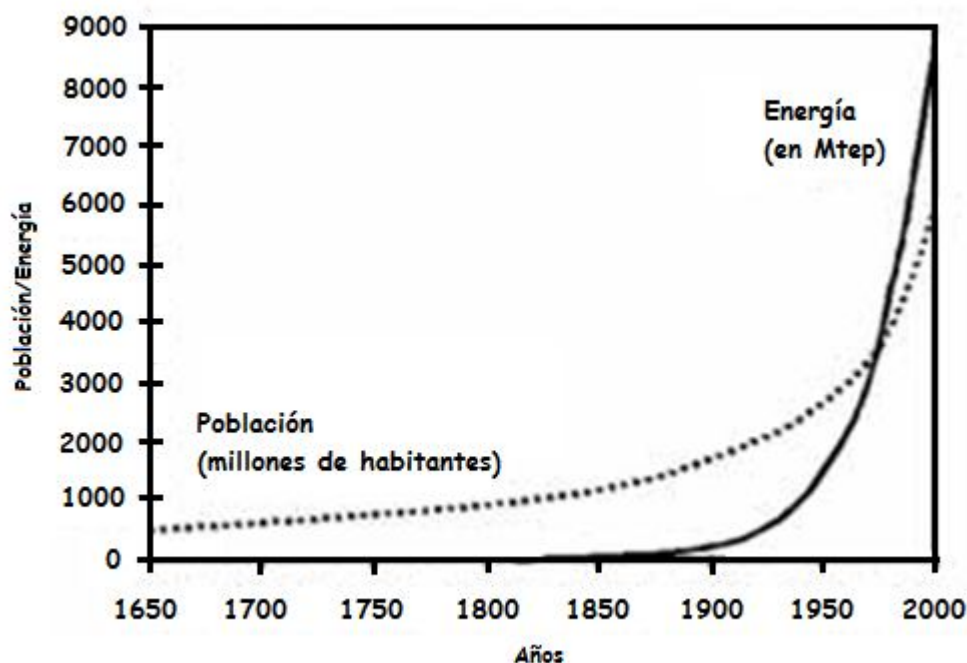


Figura 1.1 Evolución histórica de la población y el consumo energético mundiales. [44]

Teniendo en cuenta estos datos, puede parecer que la energía está bien distribuida. Sin embargo, según la ONU en la sección de noticias de su página web (www.un.org), 2500 millones de personas carecen de un acceso confiable a la electricidad y en 2010, más de 1500 millones de seres humanos no tenían ningún tipo de acceso a la energía comercial, siendo 3000 millones los que todavía cocinan con madera [63].

1.3. Consumo mundial

La potencia consumida anualmente en el planeta alcanza el valor de $1,2 \times 10^{13}$ W. Este valor puede parecer muy alto, sin embargo, teniendo en cuenta la energía solar captada por el planeta, se queda algo pequeño. Se está hablando de 3 órdenes de magnitud por encima del consumo anual. En el siguiente gráfico (*figura 1.2*) se puede ver la comparación entre las potencias de energías renovables y el consumo anual medio mundial.

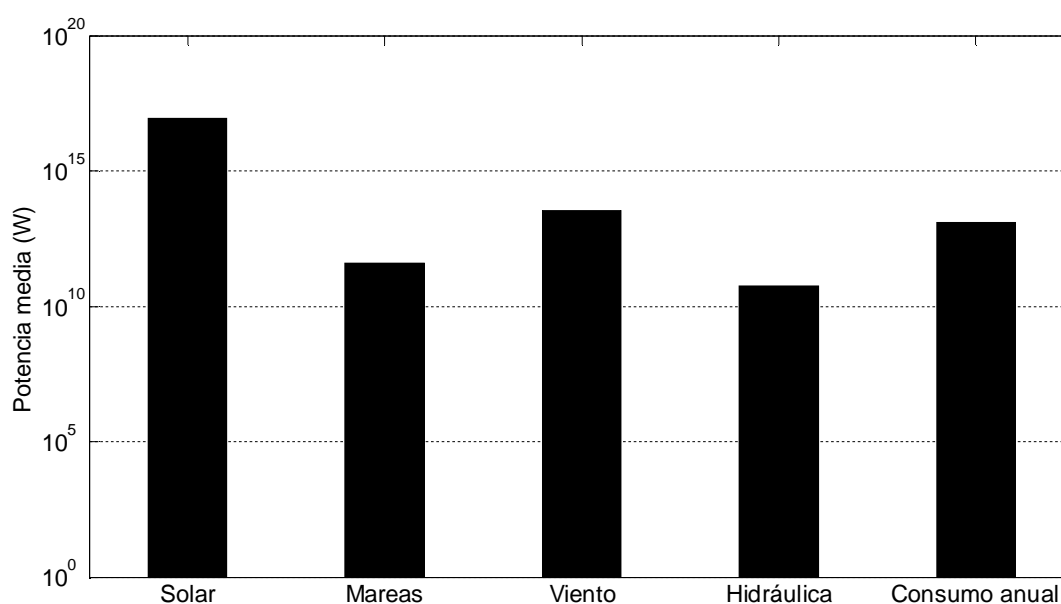


Figura 1.2 Comparación logarítmica entre potencias renovables y el consumo energético mundial medio [6].

A pesar de estos datos, la realidad no es tan fructífera. El aprovechamiento de la energía solar es muy difícil debido a la dispersión y a la variabilidad de este recurso. La energía del viento tampoco se puede aprovechar completamente ya que, se reparte en toda la altura de la atmósfera y sobre los océanos. La energía de las mareas y de la evaporación (energía hidráulica) es pequeña comparada con el consumo mundial.

La distribución de las fuentes de energía sobre la Tierra está repartida de forma irregular. En el caso del petróleo, la mayor parte de las reservas en explotación se encuentran situadas en Oriente Medio, siendo el consumo en esta localización muy pequeño. El aprovechamiento viable de la energía solar se sitúa aproximadamente entre las latitudes 40° norte y 40° sur. Como consecuencia, esta energía debe ser transportada hasta los puntos de consumo con las consiguientes pérdidas que este proceso conlleva. En la *figura 1.3* se muestra la distribución del consumo de energía eléctrica mundial. A esta figura habría que añadir el consumo de otros tipos de energía aunque, el lector se puede hacer una idea de donde se sitúan los mayores consumidores mundiales. Para más información sobre indicadores relacionados con la energía, puede visitarse la información web de El Banco Mundial [25].

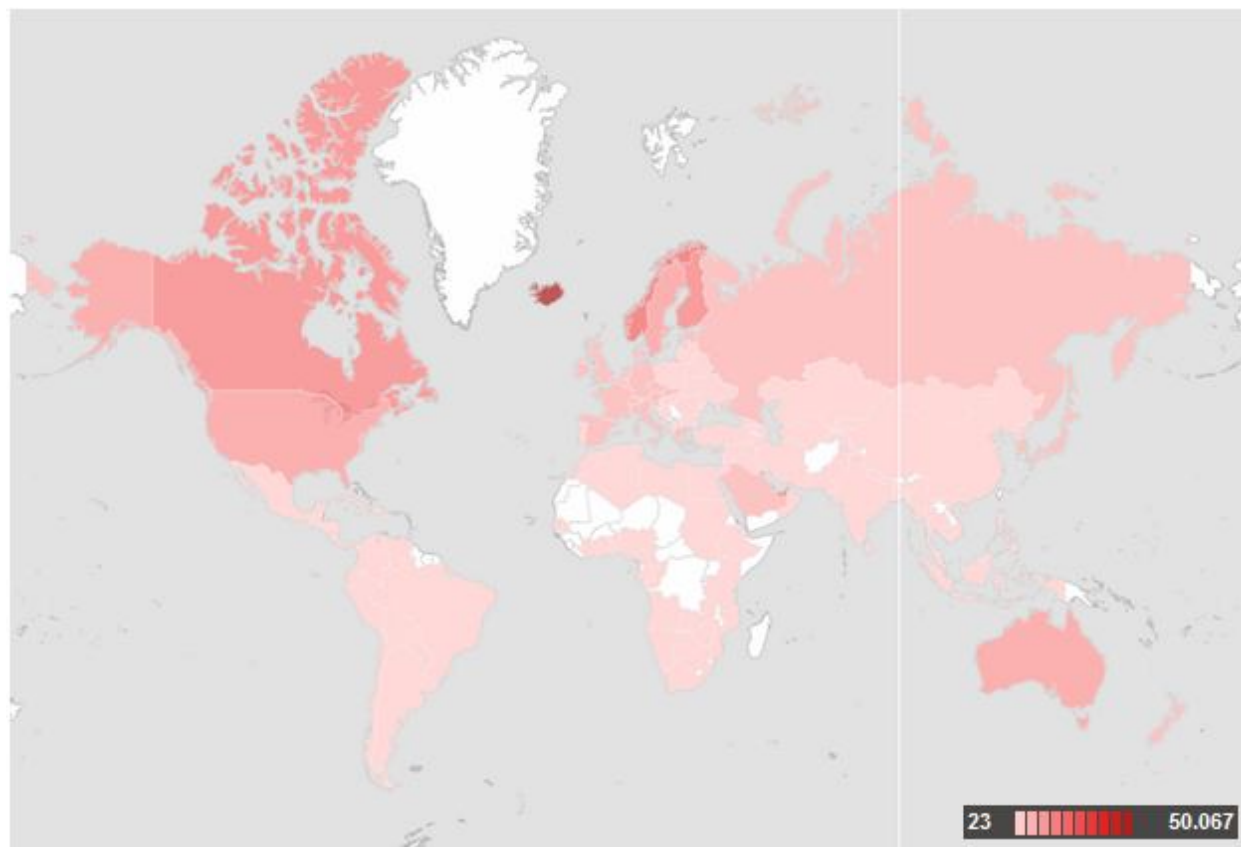


Figura 1.3 Consumo de energía eléctrica 2006-2010 (kWh per cápita) [25].

1.4. Energías fósiles

Gran parte de la energía producida y consumida procede de combustibles fósiles. Dentro de este grupo se encuentran el petróleo, el gas natural y el carbón.

1.4.1. Petróleo

El petróleo es principalmente una mezcla de hidrocarburos. Se suele encontrar en grandes cavidades rocosas procedente de algas y animales marinos que se han ido depositando en el fondo de los lagos y han sido sometidos a la acción de la presión y la temperatura.

Se pueden distinguir dos tipos de petróleo, el petróleo convencional o crudo y el petróleo no convencional. El primero se trata de un líquido constituido por hidrocarburos, desde metano disuelto a elementos con 40 carbonos. En la extracción del crudo se pierde un 20%, aproximadamente, de la energía que contiene, utilizándose en las operaciones que el proceso de extracción conlleva. En el caso del petróleo no convencional, estas pérdidas se sitúan entre el 30% y el 40% para obtener una sustancia similar al crudo.

La adecuación del petróleo para un uso comercial se lleva a cabo a través de las operaciones de refinó. Este proceso consiste en introducir el crudo en grandes torres de destilación. Primeramente, hay que calentar el petróleo para que pueda fluir por el circuito debido a su alta viscosidad. Los productos que se obtienen de esta operación dependen de la altura a la que hayan sido extraídos de la columna de destilación. A bajas alturas se tienen productos pesados (34% de los productos obtenibles del petróleo), mientras que en lo alto de la columna se tienen compuestos más ligeros (66%) [6].

Las propiedades más relevantes del petróleo son su composición química que determina otras muchas propiedades, su densidad y su viscosidad.

El empleo del petróleo está extendido a todos los ámbitos de la vida humana: plásticos, combustibles, textiles, construcción, medicina... Se trata de uno de los productos con mayores aplicaciones que se puede encontrar sobre la Tierra

1.4.2. Gas natural

El gas natural es una mezcla de gases ligeros cuyo componente principal es el metano, aunque también participan algunos hidrocarburos. Antes de su utilización tiene que ser tratado para separarlo de trazas de H_2 , He, CO_2 y SH_2 .

Se suele encontrar junto con los yacimientos de petróleo, coexistiendo ambos combustibles. El gas natural se sitúa en la parte superior de la cavidad, el petróleo en la parte intermedia y en la parte inferior se encuentra el agua. Los yacimientos que sólo contienen gas no existen, como tampoco lo hacen los que no contienen. De este modo, las compañías productoras de petróleo también son productoras de gas natural.

El difícil transporte a larga distancia, ha hecho que el gas natural se haya desarrollado primeramente en los países avanzados que contaban con reservas de este gas. Para su transporte a lo largo de grandes distancias, se licua y vuelve a gasificarse en el punto de consumo. Este transporte se hace por medio de gaseoductos o por vía marítima.

El uso que este gas tiene es muy amplio. Se utiliza en la producción de electricidad y masivamente en las centrales de ciclo combinado. La industria produce calor y electricidad por cogeneración. En el sector doméstico es empleado para calefacción y agua caliente. A parte del uso como combustible, la industria química lo emplea como materia prima para la síntesis.

Como se acaba de decir, una de las principales aplicaciones del gas natural es su uso en centrales de ciclo combinado. Con esta tecnología se evita la aparición de cenizas y compuestos azufrados, llegando a eficiencias del 40%-45%. El gas natural se quema en una turbina de gas y los gases de escape se utilizan para producir el vapor necesario para operar un

ciclo de vapor. Esta configuración de planta, posible con este combustible, la hace muy versátil puesto que se puede operar un ciclo sin la necesidad de que el otro esté funcionando.

Otra aplicación es el uso de motores alternativos de combustión interna. En este caso, se utiliza en potencias inferiores a decenas de MW. Debido a la elevada resistencia del gas natural ante la auto ignición, se puede aumentar la relación de compresión para aumentar la eficiencia del ciclo Otto. En centrales de cogeneración se alcanzan rendimientos globales superiores al 90%.

1.4.3. Carbón

El carbón procede de vegetales fosilizados durante millones de años. La materia pierde oxígeno e hidrógeno por la falta de aire a alta presión y temperatura. Se trata de un combustible muy abundante, bien repartido por el planeta y barato. Sin embargo, su extracción es muy perjudicial, tanto en el subsuelo como en la superficie. Además, origina las mayores emisiones de CO₂ que contribuyen al efecto invernadero.

El uso del carbón se dedica a la producción de electricidad en centrales y para calefacción y transporte en países en proceso de desarrollo. Las centrales de este tipo suelen ser bastante grandes. Se distinguen centrales de carbón pulverizado (partículas de carbón inferiores a 100 μm), de lecho fluido (burbujeo de aire desde abajo en carbón pulverizado) y de gasificación (para obtener un gas quemando el carbón con déficit de oxígeno). En los gases de la chimenea suele haber partículas de SO₂ y NO_x, por lo que es necesario eliminarlos o separarlos antes de su vertido a la atmósfera.

1.4.4. Estado de las reservas

El mejor indicador para mostrar cual es la situación en la que actualmente se encuentra el planeta es la reserva, en años, de los diferentes recursos energéticos que son utilizados actualmente.

En la actualidad las principales fuentes de energía para la satisfacción de las necesidades humanas son los combustibles fósiles:

- Petróleo: utilizado en el transporte y en los sectores industrial, comercial y residencial.
- Gas natural: utilizado en los sectores industrial, comercial y residencial.
- Carbón: empleado mayoritariamente para la producción de electricidad y minoritariamente en calderas domésticas antiguas y en la industria.

Estos recursos no son infinitos sino que tienen un límite. Sus reservas se van agotando cada vez más por lo que, es necesario conocer sus números. No obstante, estas cifras no son del todo reales o fiables. Se trata de las reservas que han sido probadas hasta ahora, sin embargo, es difícil conocer la totalidad de las reservas.

Estas reservas han mantenido y mantienen su valor dentro de un cierto rango durante los años, debido a la aparición de nuevos yacimientos que se incorporan a las reservas y al desarrollo de nuevas técnicas de extracción. Los descubrimientos superan ligeramente a la producción, pudiéndose así no variar el valor de estas cantidades.

Tabla 1.1 Reservas de los principales combustibles en 2009 [13].

Fuente	Reservas probadas	Producción diaria	Reservas/Producción
Petróleo	$1,33 \cdot 10^{12}$ barriles	$79,95 \cdot 10^6$ barriles	45,7 años
Gas Natural	$1,87 \cdot 10^{14}$ m ³	$2,99 \cdot 10^{12}$ m ³	62,9 años
Carbón	$8,26 \cdot 10^{11}$ toneladas	$9,94 \cdot 10^9$ toneladas	119,0 años

Como se ha comentado, hay varios factores que hacen que no se conozcan con exactitud estos datos y que el nivel de las reservas se mantenga más o menos constante durante años. Actualmente, la superficie terrestre no está completamente explorada, quedando mucho por hacer en los océanos y las áreas polares. El nivel de las reservas aumenta a la vez que lo hace el progreso de la tecnología, pudiendo llegar a nuevos lugares que antes eran imposibles. También influyen los precios del mercado. A medida que aumenta el precio se hacen rentables yacimientos y exploraciones que antes no lo eran. Aunque, a pesar de ello, la mayoría del petróleo del planeta se quedará en el yacimiento ya que, será inviable su económicamente su obtención. Un barril de petróleo no se extrae si para ello se necesita más de un barril como consumo asociado.

En un horizonte a corto plazo, parece ser que no se va a producir ninguna fluctuación de las reservas. Por el contrario, lo que si puede ocurrir es la fluctuación de los precios, como ya se están notando durante estos años.

1.4.5. Efectos perjudiciales

Este tipo de combustibles tienen un efecto perjudicial sobre el planeta. La utilización del petróleo, el gas natural y el carbón aumentan el efecto invernadero. El 55% de este problema se debe al aumento de la concentración de CO₂, siendo el otro 45% responsabilidad de otros gases. Las emisiones de CO₂ han pasado de 9,5 millones de kilotoneladas en 1960 a 30,5 millones de kilotoneladas en 2007 [25]. Estas emisiones incrementan la temperatura media del planeta produciendo cambios en el nivel del mar al descongelarse los casquetes polares o cambios en las estaciones dificultando la vida de numerosas especies animales y vegetales entre otros.

Otros problemas relacionados con los combustibles fósiles son la destrucción de la capa de ozono que nos protege de la radiación solar, efectos sobre la salud como la bronquitis crónica o la irritación de los ojos y lluvia ácida que contaminan los lagos y tierras.

Debido a todos estos inconvenientes, hay que buscar una solución para poder preservar la continuidad de la Tierra y caminar hacia un futuro sostenible.

1.5. Energía nuclear

La energía nuclear se basa en el paso de un elemento con una cierta energía a otro con menor energía. En este proceso se obtienen grandes cantidades de energía.

Existen dos tecnologías con las que conseguir energía: la fusión y la fisión. La fusión consiste en pasar de un número másico bajo a uno mayor, mientras que la fisión se caracteriza por el efecto contrario. En la actualidad la producción de energía eléctrica solamente se usa el segundo tipo a la espera de que la fusión sea posible a gran escala.

La fisión nuclear se realiza cuando un núcleo pesado captura un neutrón. Esta modificación hace que la nueva formación se vuelva inestable, dando lugar a la división en dos fragmentos más estables. Durante esta operación se emiten neutrones, rayos gamma y una gran cantidad de energía. Los neutrones generados continúan incidiendo sobre elementos fisionables, creándose una reacción en cadena. Con el propósito de operar en estado estacionario, este tipo de centrales necesitan ser controladas por unas barras que de material absorbente que se introducen entre las barras del material nuclear. La regulación es lenta, por lo que se requiere operar siempre a plena carga.

El combustible utilizado en las centrales nucleares es generalmente uranio enriquecido.

La energía liberada en las reacciones se utiliza para producir vapor en un refrigerante que es utilizado en un ciclo de potencia igual que el de cualquier otra central térmica.

La energía nuclear produce electricidad con una serie de ventajas que no se pueden obtener mediante la utilización de combustibles fósiles: carece de emisiones directas y no contribuye al efecto invernadero durante la producción. Sin embargo, durante la construcción, la obtención del uranio, el desmantelamiento de la central y la gestión de residuos si se producen emisiones contaminantes debido al uso de combustibles fósiles.

No obstante, el uso de esta energía lleva asociada una contaminación invisible como es la radiación de sustancias y generación de residuos radiactivos. Por ello, esta tecnología requiere de grandes medidas de seguridad. Se necesitan sistemas que deceleren y absorban los

neutrones, estructuras resistentes de hormigón y acero para aislar al núcleo del exterior, y piscinas para almacenar y enfriar tanto el combustible usado como el nuevo.

Los mayores problemas que entraña la energía nuclear son la generación de residuos y posibles fugas o catástrofes radiactivas. El combustible gastado continúa emitiendo grandes cantidades de radiación, pudiendo llegar al millón de años desde su inutilización. Este inconveniente lleva al uso de cementerios nucleares, no estando estos exentos de problemas.

El precio de la electricidad generada con energía nuclear es el menor de todos. Sin embargo, esto no es del todo cierto. Si se tienen en cuenta los gastos de transporte y almacenaje de residuos, el precio se ve aumentado considerablemente.

Actualmente, en España existen ocho centrales nucleares que producen unos 7,4 GW de potencia eléctrica.

1.6. Energías renovables

Las energías renovables son aquellas que proceden de recursos naturales inagotables que mayoritariamente proceden del Sol.

Este tipo de energías tienen la gran ventaja de poder ser utilizadas de forma ilimitada sin llegar al agotamiento de los recursos y la disminución de la dependencia energética de otros países. No obstante, también tiene una serie de limitaciones como son: la baja disponibilidad debido a las variaciones naturales, el elevado coste por la amortización durante 10 o 20 años, la distancia desde la producción hasta el punto de consumo o la utilización de una gran cantidad de territorio entre otras.

Estos pequeños inconvenientes se van subsanando con el paso del tiempo, haciendo de estas tecnologías la clave para un futuro energético sostenible.

1.6.1 Energía hidráulica

La energía hidráulica produce energía eléctrica mediante la presión hidrostática creada por la acumulación de agua en un embalse. Esta agua se libera haciéndolo circular a través de turbinas hidráulicas. La corriente se acelera a costa de la presión hidrostática. Debido a que los niveles de los embalses no son constantes, la potencia de la turbina se controla regulando el caudal que por ella circula.

Este tipo de energía, por su gran capacidad de respuesta, se reserva para las horas de mayor demanda energética, acoplando producción con demanda. Otra de las características de la energía hidráulica es su carácter reversible, bombeando agua hacia el embalse en las horas nocturnas. De este modo, la rentabilidad se ve incrementada por el bajo precio de la

electricidad consumida durante la noche y la venta de electricidad a un precio superior durante el día.

Los rendimientos las turbinas hidráulicas se sitúan en torno al 90% en el punto de diseño.

Las ventajas de la energía hidráulica es que generalmente los embalses no se construyen con la función de generar energía, sino que su función es la de almacenar agua para su posterior uso en funciones de regadío y abastecimiento en épocas de sequía. La generación de electricidad viene asociada como actividad secundaria. El inconveniente de los embalses es la alteración del orden natural e impacto visual al crear una muralla que impide el cauce del río forzando a los animales que allí vivían a cambiar su hábitat.

1.6.2. Energía eólica

La energía eólica está basada en el aprovechamiento del viento. El viento es una consecuencia de la radiación solar. Esta radiación calienta la superficie terrestre de forma distinta, lo que lleva a que se creen zonas de altas y bajas presiones. Este efecto hace que aparezcan corrientes de aire alrededor de la Tierra, apareciendo así el viento. Se trata de energía cinética que se convierte en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica por medio de aerogeneradores.

El uso de esta energía se destina íntegramente a la producción de electricidad. El aerogenerador es el elemento principal de esta tecnología. Se trata de un generador eléctrico, síncrono o asíncrono que convierte la energía cinética a eléctrica. Para ello se vale de unas palas que recolectan esa energía y la transmiten al rotor. Actualmente se instalan aerogeneradores de potencias en torno a los 2 MW.

El funcionamiento del aerogenerador y la producción de energía eólica están ligados a la velocidad del viento. Se necesita una mínima velocidad del viento para que el aerogenerador comience a funcionar. No obstante, el viento es un recurso inestable e impredecible. Normalmente se hacen estudios y se predice su comportamiento mediante modelos físicos y estadísticos. La media de horas anuales de viento en España se sitúa en torno a las 2200 horas.

La energía eólica tiene una serie de ventajas que la hacen muy atractiva. Carece de residuos y emisiones de ningún tipo. No contribuye al efecto invernadero. Sus recursos son inagotables pudiéndose llegar a la autosuficiencia. Al ser beneficiosa desde el punto de vista medioambiental, reduce los gastos generados al prescindir de los derechos de emisión que se adquirirían al generar con fuentes convencionales.

Dentro de los pocos inconvenientes están el impacto visual que se genera al alterar el paisaje rural y la contaminación acústica que aparece en los entornos de los parques eólicos.

El producto eólico mundial supera el consumo mundial de electricidad. Sin embargo, la mayor parte del viento que se podría destinar a la producción de electricidad se encuentra en zonas de difícil acceso como son los océanos y montañas elevadas. Poco a poco se está trabajando en la implantación de turbinas eólicas en los mares del norte de Europa.

La energía eólica supone actualmente una fuente de energía renovable, competitiva con otras fuentes de energía renovables e incluso con las tradicionales no renovables. Actualmente se encuentra en rápida expansión y dispone de una tecnología madura, que junto a los costes cada vez menores la hacen un rival a tener en cuenta frente a las energías convencionales.

Los principales países al frente de esta tecnología son España, Alemania, Dinamarca y EEUU. España se encuentra en segunda posición por detrás de Alemania debido al esfuerzo puesto por el gobierno en esta tecnología, con 20000MW instalados a finales de 2010.

Los emplazamientos óptimos de estas centrales son los lugares donde se tenga una velocidad de viento media elevada, siempre y cuando sea factible la construcción del parque eólico. España es uno de esos lugares. Cuenta con numerosas zonas de vientos elevados como Galicia, el valle del Ebro o Castilla y León entre otras.

1.6.3. Biomasa

La biomasa es materia vegetal que la energía solar fija por fotosíntesis y materia animal, descontando la que se encuentra en estado fósil. Puede definirse como cualquier producto biológico que no se dedique al uso alimentario, tanto del ser humano como de los animales.

Se trata de una fuente de energía cercana a menudo relacionada con el subdesarrollo. Las zonas más desfavorecidas se abastecen de madera y productos que encuentran en su entorno para nutrirse de la energía que sus necesidades más básicas requieren. Por ello, se trata de una de las fuentes energéticas más importantes en muchas partes del planeta. En los países desarrollados, no se trata de una energía gratuita ni instantánea. Está vinculada a cultivos alimentarios comerciales que requieren un ciclo de producción desde su plantación hasta su distribución. Una de las etapas por la que debe pasar en este ciclo es la de secado. La biomasa tiene un contenido de agua que dificulta su empleo como combustible de forma natural.

Las principales fuentes de biomasa son los residuos agrícolas, los bosques, los residuos sólidos urbanos (RSU), los residuos industriales y los cultivos especiales, llamados

cultivos energéticos. Este tipo de cultivos son aquellos que en lugar de destinarse a la alimentación se destinan a la producción de energía. Requieren un menor uso de agua y menores cuidados en general. Su uso solamente se puede asumir en el caso de que exista una política de limitación de la producción alimentaria.

La principal aplicación de la biomasa es su uso como biocombustibles. Existen en los tres estados de la materia: sólidos, líquidos y gaseosos. Los biocombustibles sólidos se densifican para un mejor almacenamiento. Su utilidad radica mayoritariamente en calefacción. Dentro de los biocombustibles líquidos se encuentran los alcoholes y el aceite pirolítico. El alcohol metílico y el alcohol etílico se transforman a su vez en biodiesel. En estado líquido se consigue una mejor combustión y se carece de las cenizas que se originan en el estado sólido. Su empleo se centra en las turbinas de gas y los motores alternativos. La forma menos usada es el biogás. Su aprovechamiento se produce “in situ”, no llegándose a comercializar debido a su coste y dificultad de transporte.

En Europa, principalmente, el uso de la biomasa está dedicado a calefacción, electricidad y biocombustibles para el transporte.

Las formas de producir energía con biomasa son variadas. Pudiendo ser por combustión directa, por gasificación, por pirolisis, por fermentación anaeróbica con digestores, por fermentación alcohólica o por fermentación anaeróbica espontánea.

La combustión de la biomasa genera óxidos de nitrógeno, partículas carbonosas, cenizas volantes y monóxido de carbono. La diferencia con los combustibles fósiles en este apartado es que la biomasa no contiene apenas azufre. Las emisiones de CO₂ son neutras aparentemente. Sin embargo, durante su producción se consumirán energías fósiles que llevan asociadas unas emisiones.

Las reservas de biomasa que se producen anualmente por toda la Biosfera. En contenido calórico, las reservas son siete veces superiores al consumo energético mundial de un año.

En España la posibilidad de producir biomasa alcanza unos valores importantes. Se podría sustituir la utilización del carbón, la energía nuclear y parte de las importaciones de petróleo. El mayor coste que esta energía lleva asociado hace que ello sea materialmente imposible de llevar a cabo.

El principal problema que aparece es que el uso la biomasa como producto energético puede afectar gravemente a comunidades cuya supervivencia depende principalmente de estos cultivos.

1.6.4. Energía solar

Como se ha comentado anteriormente, la mayoría de las energías renovables tienen procedencia solar. El hablar de energía solar quiere decir que dicha energía se usa directamente para la producción de otras formas de energía.

La radiación solar fuera de la atmósfera tiene un valor constante de unos 1300 W/m^2 , denominándose constante solar. Sin embargo, toda esta energía no puede ser aprovechada debido a diferentes fenómenos que se interponen en su camino desde el Sol hasta la superficie terrestre. Al atravesar la atmósfera, las nubes dispersan la radiación separándola en radiación directa y difusa. Las sombras causadas por objetos próximos también contribuyen a atenuar el valor de la radiación. Finalmente, el hecho de que la dirección del Sol y la superficie captadora no sea la misma, también influye en la disminución de la constante solar. Todos estos factores hacen que la energía que llega a la Tierra sea de unos 1000 W/m^2 en un día claro, a las 12 horas del mediodía solar y a nivel del mar. Esta energía no es suficiente para alcanzar las temperaturas que se requieren, por lo que se utilizan elementos concentradores.

La energía solar tiene muchas aplicaciones donde ser utilizada. Estas actividades se clasifican en tres grupos: generación térmica, generación de trabajo y generación de frío. El primer grupo contiene la generación de calor para calefacción, agua caliente sanitaria (ACS), desecación y refrigeración. Dentro de esta división existen diferencias según la temperatura alcanzada. Podemos distinguir procesos de baja temperatura que usan colectores planos para ACS hasta 60°C , procesos de media temperatura para calefacción y producción de frío, y procesos de alta temperatura en la industria. La generación térmica también incluye la arquitectura bioclimática. La generación de trabajo se puede dar de forma térmica y de forma fotovoltaica. Los parques de heliostatos o concentradores cilíndrico-parabólicos producen vapor que se utiliza en ciclos de potencia, mientras que los paneles fotovoltaicos convierten la luz en electricidad por medio de semiconductores. Por último, la generación de frío se produce por medio de máquinas de absorción.

Las tecnologías usadas para este tipo de energía son: colectores planos para calefacción y ACS, concentración en torre, discos parabólicos, colectores cilíndrico-parabólicos y colectores Fresnel para la producción de electricidad. En el siguiente capítulo se explicarán con más detalle todas estas tecnologías.

La principal ventaja con la que cuenta la energía solar es que se trata de un recurso inagotable que está al alcance de todos.

Uno de los problemas de la energía solar reside que la demanda no coincide con la producción. Para ajustar la demanda a la producción se hace necesario el uso de sistemas de almacenamiento.

Otro problema a tener en cuenta es la intermitencia del recurso solar. A lo largo del año hay numerosos días en los que las nubes impiden el correcto aprovechamiento de la energía solar. La solución a este problema es la instalación de un sistema de apoyo consistente generalmente en una caldera auxiliar operada con gas natural. De este modo se puede prescindir de los sistemas de almacenaje.

España cuenta, en su zona sur, con una excelente situación para el aprovechamiento de la energía solar.

1.6.5. Energía geotérmica

La energía geotérmica es la procedente del calor procedente del núcleo terrestre y los procesos tectónicos y eruptivos. El gradiente térmico es menor de 3°C por cada 100 metros de profundidad. Esto conlleva a que solamente en ciertas partes del planeta se puede aprovechar esta energía inyectando agua para la producción de vapor o como sumidero/fuente para máquinas frigoríficas reversibles. Otra de las aplicaciones de este tipo de energía es utilizar el suelo como depósito de la energía térmica producida en verano para poder ser usada en invierno.

1.7. Panorama energético español

El sistema eléctrico español está compuesto por dos grandes grupos de generación, la generación en régimen ordinario y la generación en régimen especial. Según la Ley 54/1997 del 27 de noviembre del Sector Eléctrico [20], las instalaciones que entran dentro del régimen especial son:

- Instalaciones de cogeneración de alto rendimiento cuando no estén asociadas a actividades eléctricas.
- Instalaciones que utilicen como energía primaria fuentes renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante.
- Instalaciones que utilicen residuos no renovables como energía primaria.

Todas las demás tecnologías, principalmente las procedentes de fuentes convencionales como carbón, gas, fuel, ciclo combinado o nuclear, se encuadran dentro del régimen ordinario. Las tecnologías de régimen especial gozan de una serie de privilegios como prioridad en el acceso a las redes de transporte y distribución o primas que favorezcan su producción entre otras.

España cuenta con cerca de 100.000 MW de potencia instalada, siendo prácticamente la mitad de esta potencia procedente de fuentes renovables. Hay que destacar la implicación

de la energía eólica. Dentro de las energías renovables es la que tiene una tecnología más madura, haciendo que se sitúe en segundo lugar en cuanto a potencia instalada por detrás de los ciclos combinados. La energía solar ha aumentado su producción a lo largo del año 2010, aunque sólo alcanza un 4% de la producción total peninsular [57].

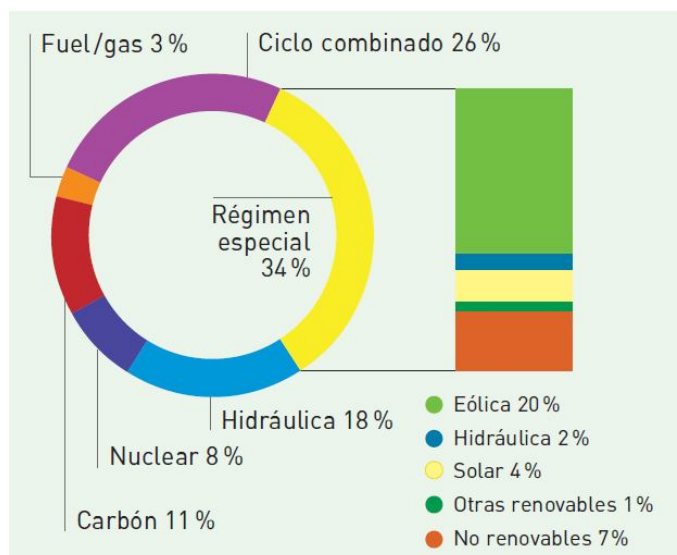


Figura 1.4 Potencia instalada en el Sistema eléctrico peninsular a 31 de diciembre de 2010 [57].

La *figura 1.5* muestra la distribución de la demanda por tecnologías de generación. La contribución de las renovables alcanzó el 36%. Lo más destacable en el año 2010 ha sido el notable ascenso de las energías renovables que, favorecidas por una elevada generación hidráulica y eólica, han cubierto más de un tercio de la demanda anual. Estos datos conducen a un futuro optimista en el que se pueda llegar a prescindir de las fuentes convencionales para pasar a cubrir gran parte de la demanda con energías limpias. Llegar a ese estado de producción proporcionaría un considerable descenso de las emisiones de CO₂. Cabe destacar una disminución del 21% de las emisiones de CO₂ durante el año 2010 con respecto al año anterior. Esto es posible debido al incremento de la generación con energías limpias y el descenso de la generación con ciclo combinado, con carbón y con fuel-gas.

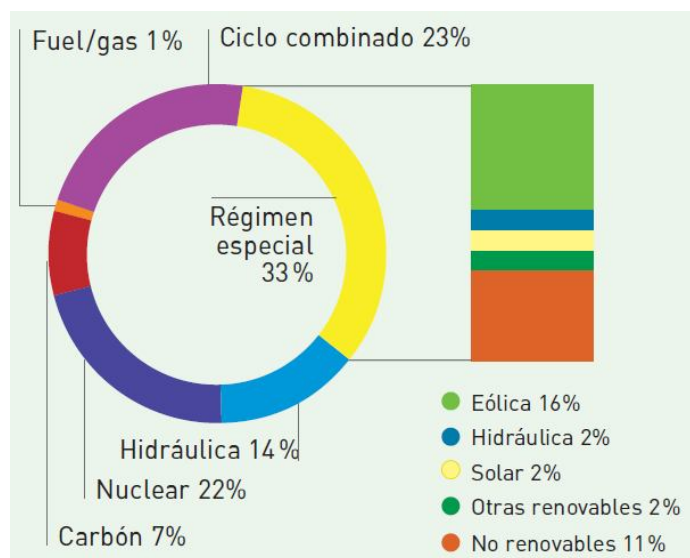


Figura 1.5 Distribución de la demanda anual por tecnologías de generación [57].

1.8. Cambio hacia un futuro sostenible

Tal y como se ha visto en los puntos anteriores, las energías renovables tienen un papel importante en el futuro de la energía. Ya no sólo por los recursos que algún día puedan faltar, sino por todos los problemas que la generación de electricidad con las técnicas convencionales llevan asociados. Al problema de la falta de recursos en un tiempo no muy lejano hay que añadirle el problema de las emisiones de CO₂.

Ante el problema de las emisiones de gases de efecto invernadero como consecuencia del cambio climático, se decide crear el *Protocolo de Kioto* para regular este tipo de emisiones. Este documento pretende que entre 2008 y 2012 se lleguen a reducir las emisiones en un 5% con respecto a las emisiones que había en 1990. España fue uno de los países que ratificaron dicho documento. Sin embargo, las pretensiones de este acuerdo distan cada vez más de los valores de 1990. De acuerdo con los indicadores de CO₂ consultados en la página web de El Banco Mundial [25], en aquella época las emisiones de CO₂ alcanzaban los 227,406 millones de toneladas. Según estos datos, los valores que se debían alcanzar en 2012 tenían que ser 216,035 millones de toneladas. A fecha de 2007, España superaba en un 65,7% el límite para el año 2012, un 57,5% con respecto a 1990.

Una de las soluciones que existen ante este problema es el mercado de emisiones. No se trata de una solución definitiva, la cual sería la no emisión de ningún tipo de contaminante, pero ayuda a controlar el vertido de CO₂ a la atmósfera. El lema de este mercado es que “quien contamina, paga”. Según esta consigna, cada país tiene una tasa de emisiones que no puede superar y que reparte entre todas sus industrias. Aquella empresa que pase de los valores que le han sido establecidos deberá abonar un precio por ese sobrante.

La única forma de evitar estos efectos perjudiciales en la generación de energía, es la utilización de energías renovables para la producción de electricidad. Con la utilización de este tipo de tecnologías cubrimos tanto el problema de la contaminación como el problema del abastecimiento. En España, la energía renovable que está más desarrollada es la eólica. Por ese motivo, y teniendo en cuenta el excelente recurso solar que existe en el sur de España, se va a escoger la energía solar térmica como objetivo de este proyecto, tal y como se explicó en la descripción y motivación de este proyecto.

Una vez hecho un recorrido por las diferentes formas de energía que existen, los problemas que ellas conllevan y el estado del sistema español, en el siguiente capítulo se pasará a explicar con mayor detalle en qué consiste la energía solar térmica.

2. La energía termosolar

La energía solar es la fuente de energía más antigua que existe. Desde tiempos inmemorables el Sol era adorado como un Dios y se usaba en tareas que iban desde el ámbito doméstico hasta el ámbito bélico.

Las primeras aplicaciones de la energía solar llevan a los colectores concentradores. Durante el siglo XVIII, se empleaban superficies solares para fundir hierro, cobre y otros metales. Estas superficies estaban compuestas hierro, lentes de vidrio y espejos. Su uso se centraba en Europa y en Oriente Próximo. Fue el químico francés, Lavoisier, quien consiguió alcanzar grandes temperaturas, llegando a los 1750 °C. Con la aparición de la máquina de vapor en el siglo XIX se intentó convertir la energía solar en otra forma de energía para poder así operar este tipo de aparatos. Esta tentativa es la ha hecho que la energía termosolar comenzará su desarrollo e implantación en diferentes países que apostaron por su utilización allá por los años 70.

2.1. Características

El concepto en el que se basa la energía termosolar es la concentración de los rayos del Sol en un receptor para conseguir elevadas temperaturas que posteriormente son usadas para generar vapor y operar un ciclo de potencia. Internacionalmente se la conoce como Concentrating Solar Power (CSP). Esta tecnología puede ser un pilar en los países y regiones que tienen una fuerte radiación directa normal incidente (DNI).

Una de las peculiaridades que la termosolar es su capacidad de almacenamiento para su posterior uso. Si se le añade la capacidad de integrar un sistema de apoyo de generación, se obtiene una tecnología completamente flexible en cuanto a la demanda, cosa que no es posible con otras técnicas como la eólica o la fotovoltaica. Esta ventaja de poder producir incluso en días nublados o durante la noche es uno de sus mayores atractivos. En cuanto a limitaciones, la gran distancia que puede existir entre los puntos de generación y de consumo de grandes cantidades de electricidad hace que se tenga muy en cuenta la eficiencia de este transporte.

No sólo la generación de electricidad se puede beneficiar de la termosolar. Aplicaciones como producir calor para procesos industriales, cogeneración de calor, frío y electricidad, desalinizar agua o cocinas solares entre otras contribuyen a su utilización. Una de las prácticas que se están investigando y que también que hace atractiva a la termosolar es su contribución a los combustibles solares. Por medio de procesos termoquímicos es posible producir hidrógeno utilizando como fuente de calor la radiación solar. Se trata de la llamada *economía del hidrógeno* de la que se hablará en el futuro [12, 47]. Actualmente, requiere solventar algunos retos tecnológicos, económicos y sociales. Este avance podría suponer una

gran serie de ventajas en la producción de combustibles líquidos, limpieza de oleoductos o generación de electricidad entre otras.

2.2. Historia

El auge de esta tecnología comenzó en la década de los 70 debido a la crisis del petróleo y el incremento de los precios durante esos años. La alta inestabilidad económica convenció a los dirigentes de los países desarrollados a investigar nuevas formas de aprovechamiento de la energía.

El pionero en utilizar plantas termosolares fue EEUU. Las primeras instalaciones comenzaron a operar en California en 1984 con ayudas federales y del estado. Estas ayudas se resumían en incentivos fiscales y contratos a largo plazo. El proyecto americano se conoce como *Solar Energy Generating System* (SEGS). Cuenta con nueve plantas construidas entre los años 1984 y 1991. La potencia inicial de la primera planta fue de 14 MW incrementándose hasta los 80 MW de la octava y novena central, sumando un total de 354 MW. Se trata de la mayor instalación solar del mundo [55].

La tecnología utilizada por las centrales SEGS es la de colectores cilíndrico-parabólicos. Únicamente la primera de las centrales contaba con un sistema de almacenamiento térmico que quedó destruido en un incendio y no ha vuelto a ser reemplazado. Sin embargo, todas ellas disponen de una caldera auxiliar de gas natural.

Tabla 2.1 Centrales solares de torre experimentales [55].

Proyecto	País	Potencia (MWe)	Fluido de transferencia	Medio de almacenamiento	Comienzo operaciones
SSPS	España	0,5	Sodio líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Aceite/Roca	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Sal Nitrato	1983
MSEE/Cat B	EEUU	1	Nitrato fundido	Sal Nitrato	1984
THEMIS	Francia	2,5	Sal de alta tecnología	Sal de alta tecnología	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico	1993
Solar Two	EEUU	10	Nitrato fundido	Sal Nitrato	1996

Pronto, países con un buen recurso solar como España, Francia o Japón se sumaron a esta iniciativa. En 1981, se instaló en Almería un proyecto promovido por la Agencia Internacional de la Energía, dando lugar a la Plataforma Solar de Almería (PSA). Se trata de

uno de los centros de investigación y pruebas de prototipos más importantes del mundo y el mayor de Europa en donde tienen cabida todos los tipos de tecnologías solares.

2.3. Ventajas de la energía solar térmica

La mayor ventaja de la energía solar comparada con otras formas de energía es, sin duda, su limpieza y que puede ser obtenida sin ningún tipo de contaminación medioambiental. A lo largo del siglo pasado, los combustibles fósiles han copado la mayor parte del consumo de energía debido a su bajo coste y su mayor conveniencia que otras formas alternativas de energía. Durante estos años se ha tomado conciencia de los problemas de contaminación lo que ha llevado a la necesidad de cambio.

Es por ello que la Agencia Internacional de la Energía publique boletines informativos de los pasos que se deben llevar a cabo para conseguir llegar a un futuro de energías solares de concentración [3].

2.4. Principales tecnologías

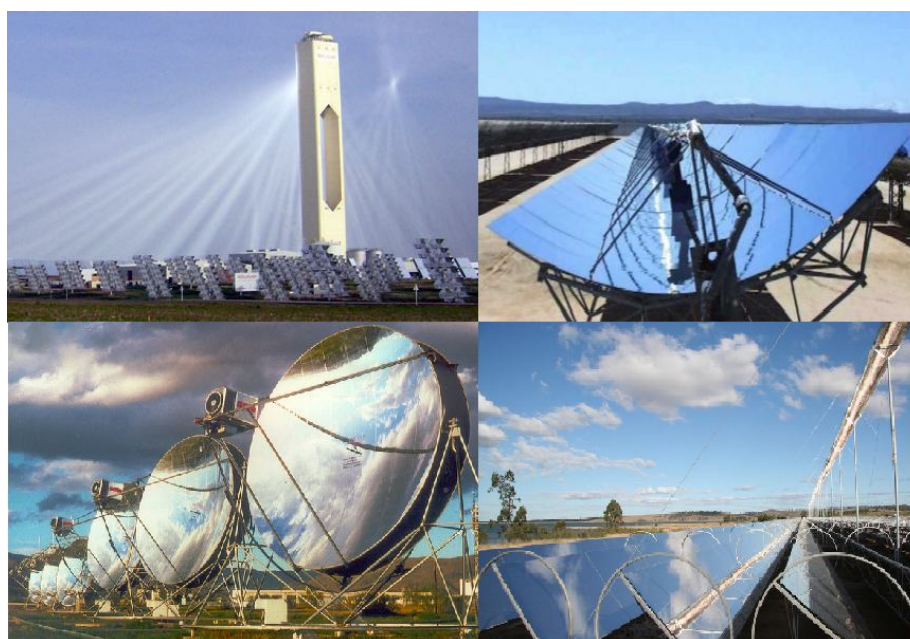


Figura 2.1 Tecnologías termosolares [31].

La energía solar térmica se caracteriza por el uso de sistemas de concentración en la producción de electricidad. Dicha energía concentrada es transportada por un fluido calorífico que alimenta un ciclo de vapor el cual se encarga de generar la energía eléctrica.

La concentración de la radiación se puede conseguir de cuatro formas que se dividen en dos grupos (*figura 2.1*). El primer grupo utiliza las tres dimensiones para dirigir la

radiación incidente hacia un único punto. En segundo grupo se vale solamente de dos dimensiones para dirigir la energía del Sol a lo largo de una línea.

Dentro de la primera clase se encuentran las centrales de receptor central. Estas centrales se componen de un campo de heliostatos que reflejan la radiación hacia una torre elevada donde se recoge y es utilizada en el ciclo de potencia o para ser almacenada. Otra de las tecnologías que se agrupan en esta categoría son los discos parabólicos con motor Stirling. En este caso se trata de pequeñas unidades capaces de trabajar independientemente que utilizan un motor Stirling para conseguir electricidad de forma inmediata.

Los sistemas de concentración bidimensionales también son dos: reflectores lineales Fresnel y canales parabólicos. Los reflectores tipo Fresnel concentran la energía reflejada en espejos situados en el suelo hacia un tubo colocado en la posición adecuada. En el caso de los canales parabólicos la línea donde se coloca el receptor es la línea focal de una parábola formada por espejos. En ambos casos la energía es conducida al ciclo de potencia o al almacenamiento térmico.

Las principales ventajas de los sistemas de concentración son las siguientes:

- El fluido de trabajo puede alcanzar muy altas temperaturas.
- Se puede llegar a alcanzar un compromiso termodinámico entre la temperatura y la aplicación.
- La eficiencia térmica es mayor debido al pequeño área de pérdidas de calor con respecto al receptor.
- Se necesita menos material para las superficies reflectantes y el coste por m^2 es más bajo.
- Los recubrimientos selectivos y el vacío en los receptores reducen las pérdidas de calor, mejorando la eficiencia y haciéndolos viables económicamente.

En cuanto a inconvenientes se pueden encontrar:

- Se necesitan sistemas de seguimiento solar.
- Las superficies reflectantes pierden sus propiedades con el tiempo y necesitan un mantenimiento periódico de limpieza

Tabla 2.2. Resumen de las cuatro tecnologías solares [3].

Tipo de receptor \ Tipo de Foco		Foco lineal	Foco puntual
		El colector sigue al sol con un sistema simple de ejes y concentra la radiación a lo largo de una línea. El sistema de seguimiento es más simple.	Los colectores siguen al Sol con dos ejes concentrando la radiación en un punto. Se alcanzan mayores temperaturas.
Fijo	Los receptores fijos son sistemas estacionarios que son independientes del sistema de enfoque de la planta. Permite un mejor transporte del calor hacia el bloque de potencia.	Reflectores lineales Fresnel	Concentración en torre (CSP)
	Los receptores móviles se mueven junto con el sistema de enfoque. Tanto en el foco lineal como el puntual se concentra mayor energía.	Canales parabólicos (PTC)	Discos parabólicos con motor Stirling

2.4.1. Receptor central

Las centrales de receptor central, también conocidas como *Central Receiver Solar (CRS)*, utilizan miles de pequeños espejos llamados heliostatos para concentrar la energía en lo alto de una torre fija (*figura 2.2*). El fluido calorífico circula desde la torre hasta el ciclo de potencia, pasando por el punto de concentración de los rayos solares. Estos sistemas se emplean para elevadas radiaciones incidentes [24, 35, 36].

Los ratios de concentración, que se sitúan entre 300 y 1500, permiten conseguir muy altas temperaturas, pudiendo llegar hasta los 1500 °C. Habitualmente las temperaturas que se suelen alcanzar están en torno a los 1000 °C. De esta forma se incrementa la eficiencia de conversión en el paso de calor a electricidad y se reduce el coste del almacenamiento térmico.

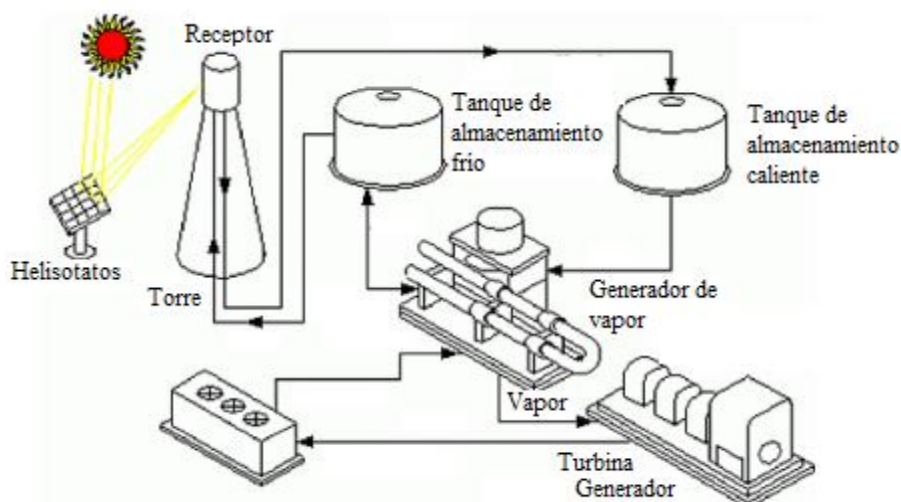


Figura 2.2 Esquema de una central de torre [31].

La instalación de una central de torre se divide en dos componentes fundamentales: el campo de heliostatos y la torre. Cada heliostato tiene una superficie que varía entre los 50 y los 150 m² según el diseño y factores de coste de la energía producida. A su vez estos heliostatos están compuestos por paneles de espejos cuadrados que facilitan el montaje, operación y mantenimiento, además de abaratar sus costes de instalación y mantenimiento.

La colocación de los espejos se realiza de forma que exista un compromiso entre el rendimiento energético y el económico. Energéticamente, habría que colocarlos en forma de círculos concéntricos de forma que la extensión ocupada por todo el campo de heliostatos sea la misma que la de los espejos. En la realidad, los heliostatos se colocan a una distancia fijada por un factor de rendimiento especular y de utilización del campo. El inconveniente de esta colocación es la aparición de sombras provocadas por unos paneles sobre otros. Así pues, no se utiliza de forma eficiente toda la superficie del heliostato, apareciendo un factor de sombras y bloqueos. Para paliar este efecto se debe colocar el receptor lo más alto posible.

Los heliostatos deben estar orientados en una dirección concreta, siguiendo el movimiento aparente del Sol. La visión conjunta del campo solar se puede considerar como un paraboloide en el que cada elemento que lo compone tiene una orientación diferente a cualquier otro. Los mecanismos necesarios para el correcto posicionamiento de los espejos se componen de dos ejes que son controlados de forma ininterrumpida por un ordenador. De esta manera, los heliostatos varían su posición de forma continuada a lo largo del día. Dependiendo del sistema de recepción, puntual o cilíndrico, los espejos tendrán su enfoque en un punto o en diferentes puntos de forma lo más homogénea posible para evitar alcanzar temperaturas que puedan degradar los materiales. Durante determinadas situaciones de operación de la central, como antes de su puesta en marcha, los espejos se orientan hacia una determinada posición a cierta distancia de la torre, creándose un diábolo luminoso.

La radiación que llega a los heliostatos es enviada a la torre donde se sitúa el receptor por el que circula el fluido calorífico. Durante este proceso, parte de la energía se pierde debido a la atmósfera que actúa como agente atenuante. En el receptor se tienen en cuenta las propiedades de absorción y reflexión, así como las pérdidas por convección y radiación. Desde el receptor el fluido circula por una serie de tuberías, bombas y válvulas hasta llegar al bloque de potencia.

Para aumentar las horas de producción se puede acoplar un sistema de almacenamiento de energía en forma de calor latente que se usa durante la noche o días nublados. Los tanques de almacenamiento se componen de dos tanques de sales fundidas, uno frío y otro caliente. Esta tecnología de sales fundidas es la más extendida y la que se está poniendo en práctica en la actualidad para los sistemas de almacenamiento. Este sistema auxiliar, junto con las altas temperaturas alcanzadas en el receptor, permite trabajar la mitad del año a potencia nominal.

Los ciclos de potencia con los que operan las centrales comerciales son principalmente ciclos de vapor, aunque también se pueden acoplar ciclos de gas como los ciclos *Brayton* o *Stirling*. Estos últimos ciclos necesitan mayores temperaturas y tienen ciertas limitaciones en el diseño por requerir receptores de cavidad.

Los fluidos de trabajo son típicamente vapor de agua o aire presurizado. Esta última opción podría abrir las puertas a la utilización de ciclos combinados de turbina de gas y turbina de vapor. El aire caliente pasaría a una turbina de gas y el calor a su salida se recuperaría para ser usado en una turbina de vapor. Actualmente la planta PS10 de Abengoa situada en Sanlúcar La Mayor (Sevilla) es la mayor torre comercial del mundo.

Existen tres configuraciones que pueden ser adoptadas por este tipo de plantas. La primera de ellas dispone los heliostatos alrededor de una torre cilíndrica por cuyo exterior circula el fluido de transferencia. La segunda de las configuraciones tiene los heliostatos en la parte norte de la torre que tiene el fluido de transferencia en una cavidad cerrada. Por último, la tercera disposición coloca los heliostatos en la parte norte de la torre con el receptor plano mirando hacia dicha orientación. En todas ellas, el receptor se debe situar a una altura tal que haga posible que sea visto por todos los espejos.

La pauta seguida en EEUU es el funcionamiento únicamente solar utilizando sales fundidas y almacenamiento térmico de larga duración. Estos experimentos han demostrado la viabilidad de este fluido y la eficiencia de los almacenamientos térmicos. Siguiendo esta línea el proyecto Solar Tres (Gemasolar) ha construido construir una planta de 19 MW, únicamente solar y con almacenamiento de 16 horas. La producción de electricidad solar de forma híbrida tiene un coste de 0,10-0,15 €/kWh con diferencia a los sistemas solares puros que tienen precios de 0,15-0,20 €/kWh.

2.4.2. Discos parabólicos

Los discos parabólicos concentran los rayos procedentes del Sol en el foco del disco, situado en la normal al centro del disco. En este punto se sitúa un motor Stirling que transforma el calor recolectado en electricidad. De esta manera, se evitan la necesidad de disponer de un fluido que transporte la energía desde el punto de concentración hasta el bloque de potencia y la necesidad de un sistema de refrigeración [24, 35, 36].

La relación de concentración se sitúa entre 600 y 2000. Se trata la tecnología que mayor concentración consigue. De este modo, las temperaturas que se pueden llegar a alcanzar con los discos parabólicos están en torno a los 1500 °C.

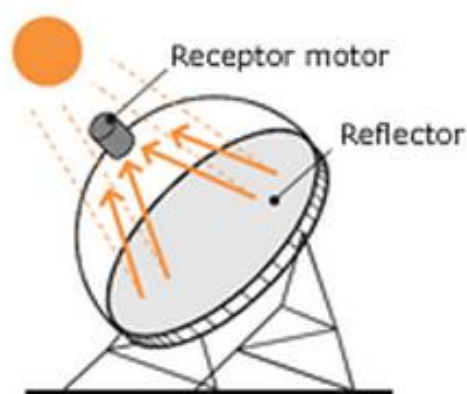


Figura 2.3 Esquema de un disco parabólico con motor Stirling [31].

El sistema de orientación sigue completamente al Sol. Para ello se vale de un sistema de seguimiento basado en dos ejes.

Se trata de elementos de tamaño limitado cuya potencia típicamente se sitúa en las decenas de kW. Habitualmente su utilidad se centra en la generación de electricidad de forma independientemente, aunque los discos parabólicos también admiten configuraciones comunes. Se puede prescindir del motor Stirling y conducir el fluido de transferencia de todos los discos hacia un sistema de conversión de potencia. Estas plantas requieren un diseño más complejo debido al sistema de tuberías, bombas y pérdidas térmicas. Para conseguir una central a gran escala serían necesarios cientos de miles de discos.

Como se acaba de comentar, esta tecnología está diseñada para trabajar como unidades independientes unas de otras. La unidad de conversión situada en el foco contiene al receptor y al motor Stirling. La radiación es absorbida por el fluido de transferencia que circula por una serie de tubos situados en el receptor y es transmitida al motor térmico. El fluido utilizado suele ser hidrógeno o helio.

Estos sistemas ofrecen las mejores eficiencias en cuanto a transformación calor-electricidad que no se pueden alcanzar con ninguna de las otras tecnologías solares. Su tamaño compacto, su baja compatibilidad con el almacenamiento térmico y su independencia con respecto al agua de refrigeración, hacen que los discos parabólicos compitan con los módulos de colectores parabólicos.

Se han probado algunos diseños compatibles con el almacenamiento térmico y el apoyo de calderas de gas con la finalidad de que una producción en masa pueda hacer frente en el mercado a los sistemas solares de mayor producción.

2.4.3. Colectores lineales Fresnel

Los reflectores lineales tipo Fresnel (LFRs) asemejan su forma y posición a la de una parábola, se podría decir que es un colector parabólico partido en diferentes trozos. Para ello, se utilizan largas filas de espejos planos ligeramente curvados que reflejan la radiación en un receptor lineal colocado a una cierta altura sobre los espejos. Por el interior de este receptor circula el fluido destinado al transporte del calor procedente del Sol [24, 35, 36].

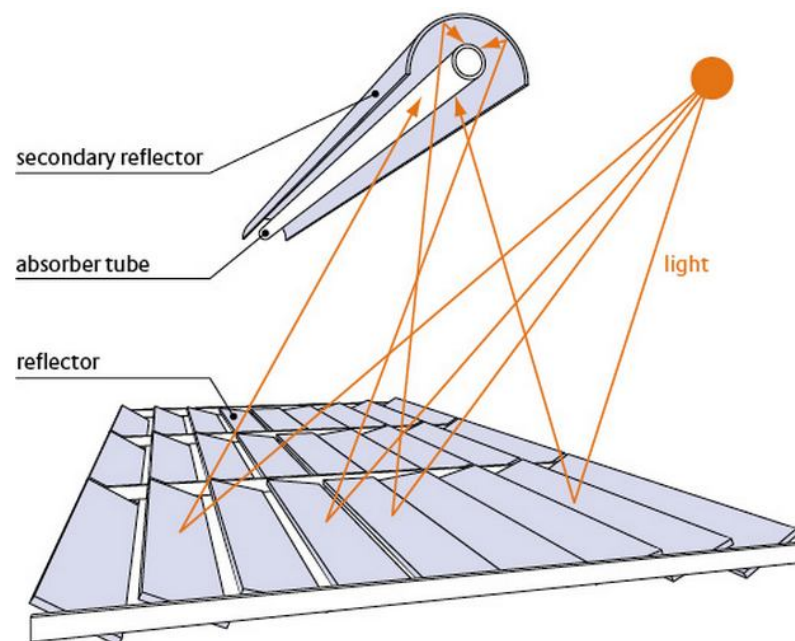


Figura 2.4 Esquema de un reflector lineal Fresnel [52].

Un diseño más reciente y compacto (CLFRs) desarrollado por la universidad de Sydney usa dos receptores paralelos por cada línea de espejos. Los espejos se colocan más juntos para que puedan reflejar a ambos receptores. De esta forma, la extensión de terreno necesaria y diversos costes se reducen para una potencia dada.

Una de las principales ventajas es su simplicidad en cuanto al diseño que requiere menores costes de inversión y facilita la generación directa de vapor (DSG), eliminando los

costes de cualquier fluido de transferencia e intercambiadores de calor. El uso de espejos planos o ligeramente curvados también reduce el coste de los reflectores tipo Fresnel. Hay que añadir el hecho de que los espejos están montados prácticamente sobre el suelo, lo que influye positivamente en el precio de la instalación. Sin embargo, los reflectores lineales son menos eficientes y existen mayores dificultades para integrar un sistema de almacenamiento.

2.4.4 Colectores cilíndrico-parabólicos

Los sistemas de canales parabólicos, también conocidos como *Parabolic Trough Collectors (PTCs)*, consisten en filas paralelas de espejos con forma de parábola que concentran la radiación a lo largo de la línea focal de dicha parábola. Estas filas típicamente alcanzan los 300 metros de longitud y casi los 6 metros de anchura [24, 34, 35, 36].

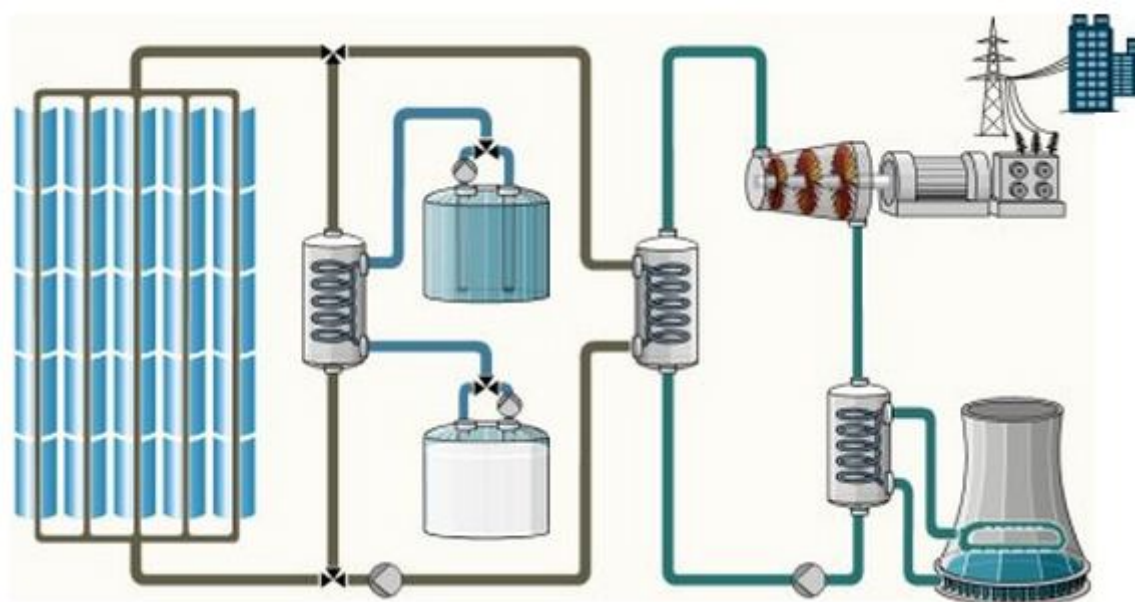


Figura 2.5 Esquema de una central de colectores cilíndrico-parabólicos [66].

Para su construcción se utilizan finas láminas de material reflectivo que son dobladas y curvadas en forma de parábola. En la línea focal se coloca el tubo receptor. Se trata de un tubo de acero recubierto con un material selectivo que mejore la absorción de calor. Alrededor de este tubo hay una carcasa de vidrio que reduce las pérdidas convectivas con el exterior. Sin embargo, al interponer una barrera entre el Sol y el receptor, se añade otro factor de pérdidas como es la transmitancia del cristal.

Al igual que cualquier otro sistema de concentración, los colectores parabólicos únicamente aprovechan la radiación directa. Es por ello, que se necesite un sistema de seguimiento que modifique la posición del colector a lo largo del día. El sistema de orientación y seguimiento que tienen estos sistemas es de un grado de libertad. Únicamente rotan a lo largo de un eje que es la línea focal de la parábola. La orientación puede ser norte-

sur, siguiendo al Sol de este a oeste, u orientación este-oeste, con un seguimiento de norte a sur. La ventaja de este tipo de seguimiento es que durante el día se necesitan pequeños ajustes para un uso correcto. Los dos tipos de orientación tienen características diferentes. El modo este-oeste se caracteriza por estar siempre mirando al Sol durante el mediodía y tener sus pérdidas más acentuadas en la salida y la puesta del Sol. En el caso de la orientación norte-sur es al revés. Las pérdidas son mayores durante el mediodía y menores durante la salida y puesta del Sol. Considerando un periodo de un año también existen diferencias entre ambas orientaciones. La orientación norte-sur recoge mucha energía en verano y muy poca en invierno. El caso contrario se encuentra con la orientación este-oeste que tiene un valor más constante a lo largo del año. La elección de este parámetro depende de la aplicación y de la época del año que se demande más energía.

El sistema de seguimiento no sólo se usa para un óptimo aprovechamiento del recurso solar, sino que también tiene funciones de protección. En condiciones climatológicas adversas como fuertes lluvias o rachas de viento, el colector es devuelto a una posición segura.

Los movimientos de los colectores se pueden llevar a cabo de forma mecánica o de forma eléctrica/electrónica. Habitualmente se utilizan sensores u ordenadores con sistemas de realimentación para medir la radiación incidente y optimizar el posicionamiento.

La energía absorbida por el fluido calorífico es utilizada para producir vapor recalentado que se utiliza en un ciclo *Rankine*. El fluido utilizado puede ser agua desmineralizada para temperaturas inferiores a 200 °C o aceites sintéticos para temperaturas superiores. Recientemente se ha empezado a utilizar sales fundidas como fluido de trabajo. Su utilización eliminaría un intercambiador de calor en aquellas plantas que dispongan de almacenamiento térmico con sales fundidas.

Las temperaturas que se pueden alcanzar con esta clase de colectores van desde los 50 °C hasta los 450 °C aproximadamente. Son sistemas que cuentan con una alta eficiencia y un bajo coste.

Habitualmente las centrales de canales parabólicos utilizan una caldera de gas natural auxiliar que asegure el suministro de calor necesario para la producción. Actualmente, las plantas de reciente inauguración y en proyecto están incorporando sistemas de almacenamiento que permitan la continuidad del efecto solar durante un número determinado de horas.

Las estructuras de los distintos componentes, tanto paneles como soportes, tienen que ser lo más ligeras posibles para conseguir una reducción de costes y ahorro de material. Se han probado numerosos diseños estructurales para conseguir este compromiso. Actualmente, se ha desarrollado un diseño más ligero por parte de *Eurotrough*.

Esta es la tecnología más madura de las cuatro, siendo la principal en cuanto plantas comerciales se refiere. La experiencia y el desarrollo de una industria comercial la han llevado a ocupar este puesto privilegiado. La gran competencia existente ayuda a este desarrollo y a la reducción de los costes. Actualmente presenta uno de los menores costes para la producción de electricidad o vapor recalentado a alta presión. No obstante, se espera que esos costes disminuyan debido a una producción en masa y a la aparición de nuevos suministradores. Tampoco podemos olvidar cambios tecnológicos, como la generación directa de vapor en el colector, que también contribuirán a esta reducción.

2.5. La energía termosolar en España

2.5.1. Plataforma Solar de Almería

Hoy en día, España es uno de los países punteros y con mayor perspectiva en lo que a energía solar se refiere. Desde la implantación de la Plataforma Solar de Almería en los años 80, esta tecnología ha sufrido un importante crecimiento gracias a la investigación e implantación de sistemas solares llevadas a cabo por esta plataforma perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).

Este centro de experimentación es el mayor centro de Europa en cuanto a tecnologías solares de concentración se refiere. Colabora con diversos centros y estamentos de otros países, y está continuamente cooperando con las grandes compañías españolas de energía como Iberdrola, Endesa, Sener, Abengoa Solar, Gamesa o Acciona.

En lo referente a las tecnologías de receptor central, la PSA cuenta con dos laboratorios al aire libre que se utilizan para testear proyectos y tecnologías antes de pasar a la fase de demostración comercial. Estos dos laboratorios son el CRS y el CESA-1.

La instalación CRS fue inaugurada en 1981 como parte del proyecto SSPS (Small Solar Power Systems) promovido por la Agencia Internacional de la Energía. Inicialmente se ideó para demostrar la producción continua de electricidad con este tipo de tecnología. En la actualidad se emplea para ensayar diferentes receptores solares de pequeño tamaño. Cuenta con una potencia de 2,7 MWt y 111 heliostatos divididos en dos subcampos. Su campo solar es el primer campo autónomo dirigido por radiocontrol. La implantación de este tipo de campo se debe gracias al apoyo económico realizado por el Ministerio de Ciencia y Tecnología. La torre del receptor mide 43 metros de altura y cuenta con tres niveles para colocar los receptores.



Figura 2.6 Vista aérea de la Plataforma Solar de Almería [51].

El proyecto CESA-1 se inauguró en el año 1983 a través del Ministerio de Industria y Energía. Su objetivo principal fue la demostración de la viabilidad de las centrales solares de receptor central y el desarrollo de la tecnología necesaria para su implantación a nivel comercial. Hoy en día, esta planta es utilizada únicamente como laboratorio de ensayos de componentes y subsistemas, y como aplicaciones de procesos químicos a alta temperatura o experimentos astrofísicos. La potencia con la que cuenta esta planta es de 7 MWt y un total de 300 heliostatos. Al norte de la torre se encuentran dos campos destinados a ensayos de nuevos prototipos de heliostatos. La altura de la torre alcanza los 80 metros. Al igual que la instalación CRS, dispone de tres niveles usados como horno solar, ensayos de receptores volumétricos a presión y ensayos de receptores volumétricos a presión atmosférica.

Las tecnologías de colectores cilíndrico-parabólicos también cuentan con varias instalaciones de pruebas y ensayos. Existen dos áreas destinadas al estudio de los fluidos de trabajo, una para aceite (lazo HTF) y otra para gas (lazo Gas). A estas dos construcciones hay que añadir una tercera para experimentar con la generación de vapor a alta presión y temperatura (lazo DISS). Para el ensayo de colectores cilíndrico-parabólicos se utiliza la instalación CAPSOL.

Los concentradores lineales Fresnel son ensayados en el lazo FRESDEMO. Este lazo cuenta con una longitud de 100 metros y una anchura de 21 metros. Su diseño está realizado para la generación directa de vapor y se conecta con el lazo DISS.

Los discos parabólicos están representados con los proyectos DISTAL I y II, y el proyecto EuroDISH.

Por último, cabe mencionar otro tipo de instalaciones que emplean la energía solar para su funcionamiento y que también se encuentran presentes en la PSA. Estas instalaciones son tres hornos solares, dos de eje horizontal y uno de eje vertical, sistemas de almacenamiento térmico y sales fundidas, plantas de desalación, tratamiento de agua, tratamiento de aire, una estación meteorológica y un laboratorio de calibración espectral.

2.5.2. Situación actual

La energía termosolar en España avanza a pasos agigantados. A las centrales operativas que existen hoy en día hay que sumarle aquellas que se encuentran en la fase de construcción y las que han sido preasignadas. En la *figura 2.7* se puede observar como prácticamente hay el mismo número de centrales operativas que en construcción.

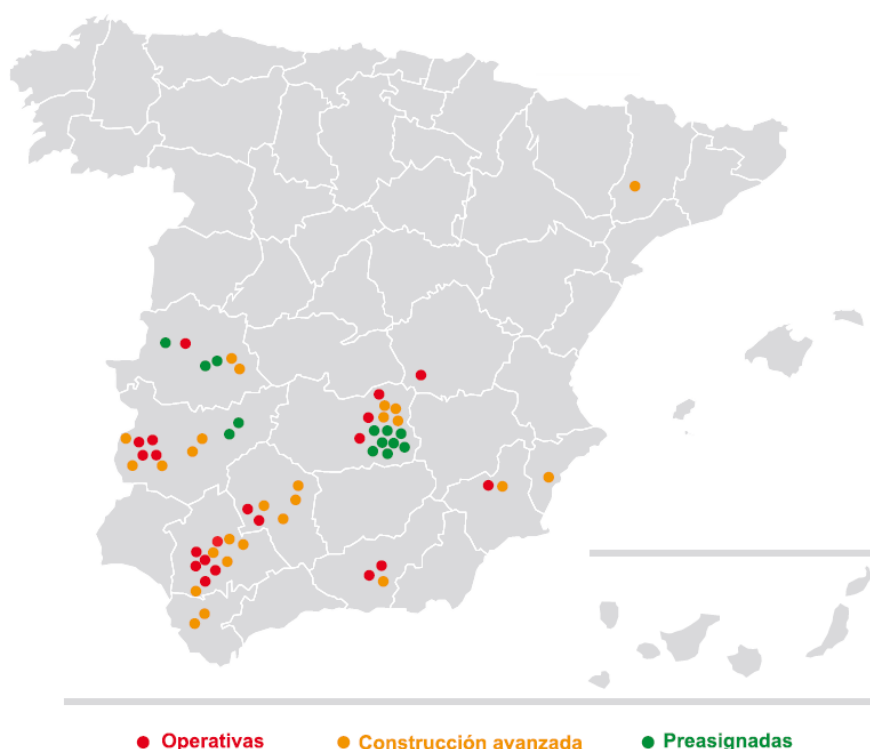


Figura 2.7 Localización de las centrales termosolares en España [53].

En un futuro cercano, cuando la construcción de las nuevas centrales haya terminado, la potencia termosolar que se podrá aprovechar superará en un 152% a la que hay en estos momentos. Este aumento supone la creación de 27 nuevas centrales frente a las 21 que operan en la actualidad. A todas estas plantas se le añadirán también en un futuro no muy lejano, otras 13 que están en fase de pre asignación. Teniendo en cuenta que el plazo de construcción de este tipo de centrales está en torno a los dos años, la potencia instalada de origen termosolar experimentará un enorme salto.

La *tabla 2.3* muestra la situación actual en cuanto a tecnologías termosolares se refiere. Las emisiones evitadas por las centrales en operación alcanzan el valor de 1.181.908 toneladas de CO₂ al año, pudiéndose llegar a los 3.422.328 de toneladas cuando se hayan terminado todas las centrales.

Tabla 2.3 Centrales termosolares en España [53].

Tecnología	En operación		En construcción		Preasignadas	
	Nº	Potencia (MW)	Nº	Potencia (MW)	Nº	Potencia (MW)
Colectores parabólicos	16	800	26	1.272,5	5	250
Torre	3	50	-	-	1	50
Disco Striling	1	1	-	-	7	70,4
Fresnel	1	1,4	1	30	-	-
Total	21	852,4	27	1.302,5	13	370,4

Como se puede apreciar en la *tabla 2.3*, la mayor parte de las plantas termosolares son de colectores parabólicos. Ya se ha comentado que se trata de la tecnología más desarrollada y más implantada en el ámbito comercial. Dentro de estas centrales, las más conocidas son: Solnova 1,2, 3 y 4, y Andasol 1 y 2. Estas últimas son las primeras centrales en el mundo que utilizaron un almacenamiento de larga duración con sales fundidas. También se puede ver una importante apuesta por los módulos de disco, con 7 centrales pre asignadas en Ciudad Real. Por último, destacar las centrales de torre PS10 y PS20 situadas junto a las plantas de Solnova, siendo la primera torre comercial y la mayor torre comercial del mundo respectivamente.

2.5.3. Planes de actuación

La energía termosolar no sólo aporta un enfoque verde en lo que a la generación de energía se refiere, sino que también abre la puerta a diversos planes y propuestas que apuestan por un liderazgo internacional de España en esta materia. Estas oportunidades se crean a partir del Mecanismo de Transferencia Estadística de Energías Renovables y del Plan Solar del Mediterráneo.

El Mecanismo de Transferencia Estadística de Energías Renovables fue establecido por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo para fomentar el uso de energía procedente de fuentes renovables. Mediante esta propuesta diferentes países pueden cooperar para producir energía renovable. Debido a la inmejorable situación dentro de Europa, España puede obtener ayudas económicas procedentes del exterior para abordar nuevos proyectos. Esta norma hace posible el intercambio de energía entre países miembros. Dicho trasvase de energía se realizará de tal manera que la energía procedente de fuentes renovables se le restará al país emisor y se le sumará al receptor para que ambos cumplan sus objetivos marcados. De

este modo, España podría situarse al frente de la exportación de energías renovables siendo financiada toda la tecnología necesaria por países del Norte de Europa.

Por otro lado, aparece el Plan Solar del Mediterráneo, que busca hacer frente al incremento de la demanda energética por parte de la zona Mediterránea con el consecuente aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se apuesta por un desarrollo sostenible con la instalación, mayoritariamente, de centrales termosolares en el Norte de África, llegando a los 20.000 MW de potencia en 2020.

2.6. Proyectos a nivel mundial

No solamente España está a la vanguardia de la energía solar, sino que hay numerosos países que aprovechando su excelente situación en el globo, también apuestan por fuentes renovables para su abastecimiento energético.

Los países con más visión y objetivos en lo que respecta a este tema son Estados Unidos, México, Australia y Sudáfrica, además de España. Estos países abordarán proyectos de más de 1.000 MW para el año 2020.

A las instalaciones propuestas por estas grandes potencias hay que añadir proyectos de países como Italia, Marruecos, Israel, India, Egipto, Argelia y Grecia entre otros.

3. Instalaciones de concentradores cilíndrico-parabólicos

Una central termosolar se compone de una serie de elementos agrupados en bloques con características comunes. El primer bloque a destacar es el campo solar. Es en él donde se concentra la energía solar y se transforma en energía térmica en forma de calor sensible. El segundo gran bloque es el bloque de potencia. Este bloque es el encargado de convertir la energía térmica en energía eléctrica. Entre estas dos partes se encuentra el sistema de almacenamiento para poder operar la planta en condiciones de baja o nula irradiación. Finalmente también existen otros elementos auxiliares necesarios para el desarrollo de la actividad de producción de potencia.

El componente principal del campo solar es el colector cilíndrico-parabólico. Este elemento hace posible concentrar la radiación procedente del Sol y así poder utilizarla para el fin deseado. Se trata de una estructura recubierta de espejos en forma de canal parabólico. A lo largo de su línea focal discurre un tubo por el cual circula el fluido que transporta y almacena la energía. La tecnología desarrollada por este sistema de concentración permite alcanzar temperaturas de hasta 550 °C.

Las superficies reflectantes o espejos son chapas o cristales delgados de hasta 5 mm de espesor para conseguir rigidez y resistencia. Los materiales utilizados son placas metálicas, vidrio o plástico, recubiertos de películas de plata o aluminio que proporcionan las características de reflexión necesarias. La tecnología más utilizada es la de espejos de cristal.

El elemento más importante de un colector es el tubo receptor. Por el circula el fluido de trabajo que a lo largo de su recorrido incrementa su temperatura hasta conseguir el valor deseado. Se trata de un tubo de acero de unos 7 cm de diámetro con un espesor de 2mm aproximadamente. Toda la superficie del tubo es recubierta con un material selectivo que mejora las propiedades de absorción. Alrededor de este elemento se dispone una carcasa de cristal creándose el vacío en el espacio anular. Las pérdidas de calor se ven disminuidas y el recubrimiento selectivo es protegido frente a la degradación que puede sufrir en contacto con el aire. La longitud de un tubo receptor es de 4 metros.

Habitualmente, el fluido más utilizado ha sido un aceite térmico. Sin embargo, el uso de este fluido limita la temperatura de operación debido a la degradación que sufre el aceite a temperaturas en torno a los 400 °C. Por ello, las nuevas centrales están empezando a utilizar sales fundidas o la generación directa de vapor. De este modo, la temperatura que se puede conseguir es mayor, aumentando así los rendimientos de conversión de la energía solar en energía eléctrica. No obstante, el vapor no está exento de problemas, como por ejemplo su baja densidad y capacidad de acumulación de calor, y su limitado coeficiente de transferencia de calor con las paredes.

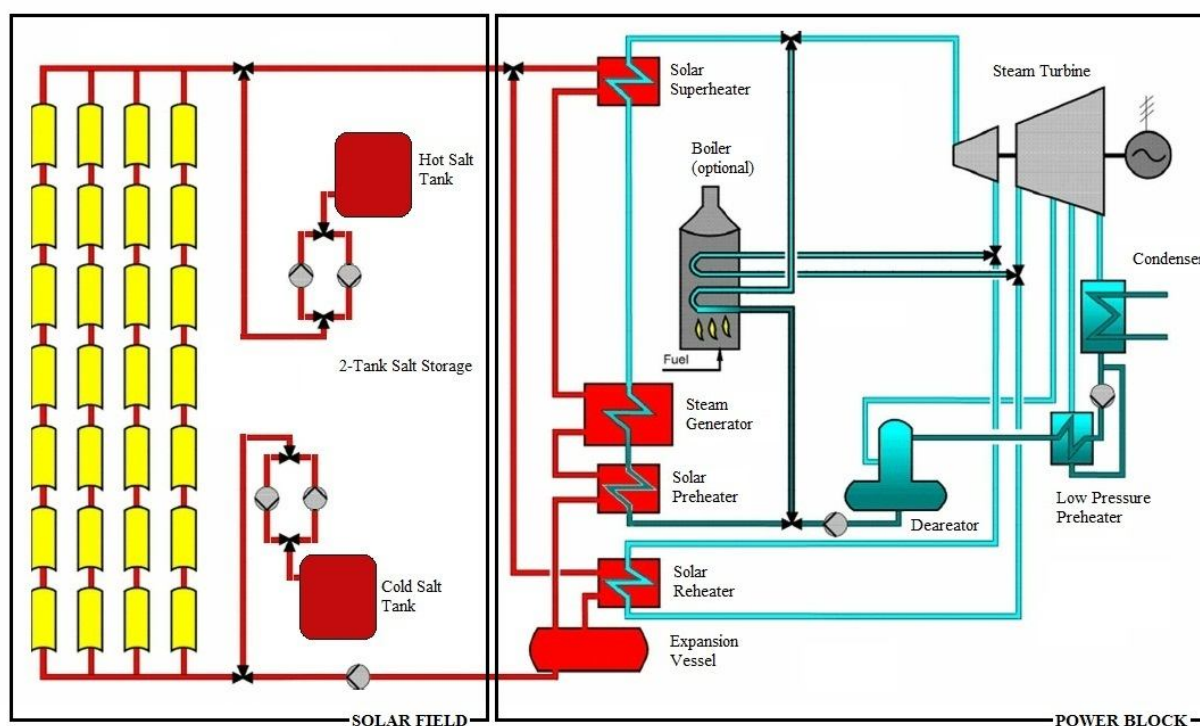


Figura 3.1 Esquema típico de una central termosolar [61].

Los colectores son elementos de unos 150 metros de longitud y unos 6 metros de anchura. Cada uno de ellos está formado por otras unidades más pequeñas llamadas módulos. Estos módulos miden aproximadamente 12 metros, siendo 12 unidades de estas las que forman un módulo. Para formar un módulo se unen tres tubos receptores para alcanzar los 12 metros de longitud. Los canales cilíndrico-parabólicos se disponen, típicamente, en forma de lazos de unos 600 metros de longitud, 300 metros de ida y 300 metros de vuelta. Para el caso del aceite térmico como fluido de trabajo, cada lazo suele estar compuesto por 4 o 6 colectores. La temperatura de entrada al lazo suele ser de 290 °C, saliendo alrededor de 400 °C. La distribución de las tuberías suele ser en paralelo: dos tuberías centrales, una caliente y otra fría, en las cuales se conectan los diferentes lazos. Esta es la composición más habitual, aunque dependiendo de la planta, estos datos pueden variar ligeramente.

La estructura del colector es el elemento que más posibilidades admite y en la cual se desarrollan mayores diseños. Se trata de estructuras de acero o aluminio en forma de celosía capaces de resistir los esfuerzos producidos por el viento.

Otro de los elementos importantes del campo solar es el sistema de orientación y seguimiento solar. Debido al movimiento que realiza el Sol a lo largo del día, es necesario disponer de un sistema que mantenga orientado en todo momento al colector en la dirección de incidencia de los rayos solares. Se trata de un sistema de uno o dos ejes controlado por

diferentes sensores que miden la dirección del Sol y corrigen la posición del colector. Lo normal es utilizar un eje, el cual es el eje longitudinal del colector.

Para aprovechar más las horas de generación, se utiliza un sistema de almacenamiento. Puede estar formado por uno o dos tanques, siendo la segunda opción la más utilizada. El fluido empleado para esta tarea es una sal fundida, aunque también hay almacenamientos sólidos o con cambio de fase como ocurre para un solo tanque [61]. La capacidad de almacenamiento está relacionada con lo que se llama múltiplo solar. Este valor compara la potencia necesaria en el punto de diseño con la potencia real que se tiene en los colectores. Toda la energía sobrante es la que se almacena para su posterior uso.

Dentro del bloque de potencia, los elementos que se encuentran son los que se pueden ver en los ciclos centrales convencionales. De este modo, se tiene una turbina que está acoplada al generador de electricidad, diferentes intercambiadores de calor que hacen las funciones de recalentadores, generadores de vapor y regeneradores, un condensador asociado a una torre de refrigeración y un desgasificador.

El ciclo de vapor a desarrollar en el presente proyecto es un ciclo *Rankine* con regeneración y recalentamiento. A grandes rasgos, el proceso que sigue el agua a lo largo de él es el siguiente:

1. A la salida del generador de vapor se tiene vapor recalentado que es enviado hacia el cuerpo de alta presión de la turbina.
2. En la turbina de alta presión el vapor es expandido volviéndose a llevar al generador de vapor para un recalentamiento y volver a obtener vapor recalentado para llevarlo a la turbina de baja presión.
3. El vapor es expandido en este cuerpo de baja presión y es dirigido hacia el condensador para evacuar el calor de la mezcla y obtener líquido saturado.
4. El líquido es bombeado hacia un intercambiador abierto para eliminar las posibles partículas gaseosas que pudiera contener el líquido.
5. Finalmente, se vuelve a bombear el líquido hacia el generador de vapor.

Durante las etapas de expansión, tanto a alta como a baja presión, se realizan una serie de extracciones con el objetivo de precalentar el agua de alimentación. De este modo se consigue aumentar la temperatura media del agua lo que repercute en un incremento del rendimiento del ciclo. Estas extracciones se expanden de forma sucesiva en válvulas, haciéndolas pasar por unos intercambiadores de regeneración hasta llegar al condensador.

Para la realización de estos ciclos complejos, la turbina suele estar preparada para el recalentamiento y la regeneración. El conjunto de la turbina habitualmente dispone de dos etapas para la realización de trabajo, uno de alta presión y otro de baja presión. Entre ambas partes se dispone de la posibilidad de dirigir la mezcla procedente de la primera expansión hacia un recalentador antes de ser turbinada en el cuerpo de baja presión. En cuanto a la regeneración, se cuenta con una serie de puntos de extracción distribuidos a lo largo de la línea de expansión que pueden ser utilizados o no, a conveniencia del diseño de la planta.

A parte del intercambiador de calor encargado de la generación de vapor, la otra conexión entre el campo solar y el bloque de potencia es el sistema de almacenamiento. Este conjunto de elementos hace posible que la generación de electricidad no se vea únicamente condicionada a la disponibilidad del recurso solar, sino que se pueda producir durante las horas nocturnas o periodos nublados. Esta tarea se lleva a cabo por medio de dos tanques de sales fundidas. Utilizando sales fundidas en los colectores parabólicos se elimina un intercambiador intermedio entre el campo solar y el sistema de almacenamiento al utilizar ambos el mismo tipo de fluido. Las sales frías se almacenan en un tanque desde donde son bombeadas hacia los colectores. Una vez calientes, se llevan hacia el generador de vapor, o bien se divide el caudal hacia el tanque caliente y el generador de vapor. Después de intercambiar calor con el agua del ciclo de potencia, las sales fundidas retornan hacia el tanque de almacenamiento frío y hacia los colectores.

3.1. El campo solar

3.1.1. Cimentación y estructura

Los colectores se fijan al suelo por medio de tornillos. Para ello se precisa de una adecuada cimentación que aguante los esfuerzos y cargas que en los colectores se generan. Estas cargas dependen de las dimensiones y de las características de la estructura, quedando reflejadas en el peso y los esfuerzos que el viento genera sobre la misma. Las cimentaciones más utilizadas son las de hormigón armado.

A la hora de proyectar el campo solar, es necesario hacer un detallado estudio del terreno para conocer sus características geológicas. Este proceso es de gran importancia para asegurar la buena estabilidad de la planta e impedir que, una vez la central esté en operación, aparezcan problemas asociados a inestabilidades del terreno.

La estructura del colector se encarga de dar rigidez a todo el conjunto, así como servir de apoyo para los reflectores parabólicos y permitir su movimiento a lo largo del eje longitudinal del colector. Se trata de un conjunto de componentes metálicos unidos entre sí. Actualmente se están llevando a cabo investigaciones para desarrollar estructuras más baratas y ligeras mediante fibra de vidrio o materiales plásticos.



Figura 3.2 Cimentaciones de colectores cilíndrico-parabólicos [17].

Los componentes de la estructura son:

➤ Pilones

Los pilones utilizados son de dos tipos diferentes: unos de grandes dimensiones para soportar la mayor parte del peso y las cargas, y otros más pequeños que sirven de apoyos intermedios y finales.

En los pilones centrales o *drive pylons* se encuentra el sistema hidráulico que dirige al colector hacia un correcto posicionamiento con respecto al Sol para aprovechar de manera más eficiente la radiación incidente. Los pilones intermedios o *middle pylons* se distribuyen a lo largo de toda la línea del colector proporcionando el soporte adecuado. Por último, los pilones finales o *end pylons* se sitúan en los extremos para realizar la misma función que los anteriores y facilitar giro del colector.

Para el caso del colector que se utilizará en este proyecto y que más adelante se especificarán sus características, se necesitan trece pilones: uno central y doce intermedios de soporte.

➤ Brazos soporte

La fijación de los espejos a la estructura del colector se realiza por medio de estos elementos. Cada colector está formado doce módulos que, a su vez se componen típicamente de veintiocho brazos soporte cada uno, haciendo un total de trescientos treinta y seis brazos soporte por colector. En la *figura 3.3* se puede ver la situación de estos brazos a lo largo de un módulo del colector.

La unión entre el espejo y los brazos soporte se realiza por medio de cuatro elementos cerámicos situados en la parte convexa de la superficie reflectora. Mediante una tuerca metálica y un adhesivo se efectúa la unión entre ambos componentes.

➤ Soportes del tubo receptor

El tubo receptor se sitúa en la línea focal del colector. Para su posicionamiento es preciso de disponer soportes intermedios uniformemente distribuidos a lo largo del colector.

➤ Caja estructural

La caja estructural es el elemento principal de cada módulo que compone el colector. En ella se anclan los brazos soporte de los espejos. La conexión con las cajas estructurales adyacentes se realiza por medio de un sistema de transmisión de torsión. De este modo, el movimiento de rotación se transmite de un módulo a otro.

Los esfuerzos sobre los espejos se ven reducidos evitándose así roturas inesperadas durante condiciones desfavorables de altas velocidades de viento. Este hecho también repercute en el rendimiento óptico del colector ya que las deformaciones durante la operación también son menores.

Existen diversos tipos de estructuras dependiendo de la compañía que las desarrolle. En la *tabla 3.1* se puede ver una comparación de algunas de las diferentes estructuras existentes. No obstante, todas ellas son similares en cuanto a sus componentes. Constan de una armazón central con unos brazos que son los encargados de soportar a los espejos.

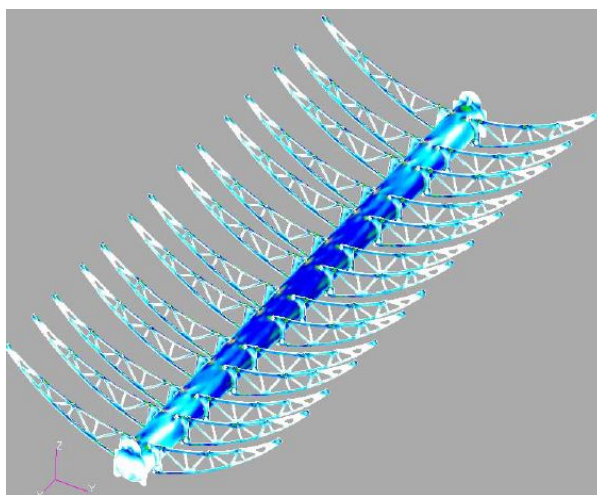


Figura 3.3 Análisis de esfuerzos del colector *SENERtrough* [14].

En el diseño de estas estructuras se tienen muy en cuenta las cargas generadas por el efecto del viento, haciéndose detallados estudios por medio de simulaciones con ordenador para determinar los valores críticos a los que pueden estar sometidas.

Las investigaciones que se están llevando a cabo se basan en buscar una reducción de peso, costes y número de componentes, y una mejor resistencia a los esfuerzos y el viento,

junto con una mayor facilidad de transporte. Es por ello, que las empresas pertenecientes a este sector se esfuercen por alcanzar estos objetivos desarrollando nuevos modelos de colectores.

El colector *Skal-ET150*, es el resultado de estas indagaciones. Se trata de la tercera generación de colectores *Eurotrough* llevada a cabo por un grupo de compañías de primera categoría (Fitchner Solar, Flabeg Solar, DLR, Iberdrola, CIEMAT, Solel...) como sucesor de la tecnología *LS3*. Este colector ha sido ensayado en las instalaciones de la PSA consiguiendo un mejor rendimiento óptico debido a las menores deformaciones sufridas, así como una reducción en los componentes, la operación y el mantenimiento.

Tabla 3.1 Comparación entre diferentes estructuras de colectores [39].

	SKAL-ET150	SENERtrough	IST	Solargenix
Apertura (m)	5,77	5,76	4,4	5,77
Distancia focal (m)	1,71	1,7	1,7	-
Longitud (m)	148,5	150	148,5	100-150
Nº de módulos	12	12	12	8-12
Longitud del módulo (m)	12,37	12,5	12	12
Factor de concentración	82	~ 80	~ 63	82
Colectores por lazo	4	4	4	4
Reflector	Espejo de cristal	Espejo de cristal	Aluminio pulido o película de plata sobre aluminio	Espejo de cristal
Área de apertura (m²)	817,5	> 800	430 por	470 por colector
Peso específico (kg/m²)	28	-	~17	~ 22
Eficiencia óptica pico (%)	80	-	75	~ 77
Carga de viento de diseño (m/s)	31,5	33	35,8	~ 33

Los pasos del *Skal-ET150* están siendo seguidos por el prototipo *Heliotrough*, desarrollado por Flagsol GmbH, Solar Millenium, SBP y DLR. Las dimensiones de este colector han sido aumentadas consiguiendo, para una misma potencia, una reducción del campo solar de un 10% con respecto al *Skal-ET150*. La repercusión que este avance supone es la disminución de motores, cimientos, consumo auxiliar e inversiones. Desde 2009, existe un lazo de demostración en una planta comercial de EE.UU.

Otras de las empresas que están haciendo un gran esfuerzo por conseguir mejores prestaciones de su colector, es la empresa Sener con el colector *SENERtrough* ensayado en la PSA.

3.1.2. Colector cilíndrico-parabólico

Para concentrar la energía solar se utilizan unos espejos que reflejan la energía en el tubo receptor. De este modo se consigue tener toda la radiación distribuida en un punto concreto. En el caso de los colectores cilíndrico-parabólicos este punto se transforma en una línea que recorre todo el colector a lo largo de su línea focal, como se comentó anteriormente. Estas superficies reflectantes se consiguen mediante películas de plata o aluminio que se depositan sobre un soporte que les da la rigidez necesaria. Los soportes más empleados son chapas metálicas, plástico y cristal.

El uso de chapas metálicas constituye un bajo coste debido a que únicamente se precisa de un pulido de la chapa que hace la doble función de soporte y reflector. El metal más usado suele ser el aluminio, aunque la exposición continuada a las condiciones ambientales hace que este tipo de soporte no sea muy adecuado debido a su baja durabilidad.



Figura 3.4 Reflectores solares montados en un colector cilíndrico-parabólico [66].

La utilización de materiales plásticos como soporte requiere la deposición de una fina película de plata o aluminio sobre una de sus caras. De este modo, el reflector queda compuesto por una lámina de plástico que puede adherirse a cualquier estructura soporte. El inconveniente que este material presenta sigue siendo su exposición al ambiente, resultando arañado y erosionado por todas las partículas presentes en el aire, sin olvidar la degradación que ocurre debido a elevadas temperaturas, la humedad y la radiación ultravioleta.

Por lo tanto, el empleo de vidrio como soporte es la opción elegida por la mayoría de las centrales. Sobre la superficie del cristal se deposita una fina capa de plata que es protegida por otra capa de cobre. Finalmente, estas dos capas se recubren con otras tres capas más: una capa base, una capa final y una última de un recubrimiento fabricado con arena del desierto [27].

El proceso de fabricación del espejo consta de diversos pasos. Primeramente, los cristales son cortados y bordeados para que en su manipulación no se sufra ninguna lesión. A continuación, se procede al doblado de tal forma que se garantice su precisión y su calidad óptica. Este proceso de doblado es de gran importancia en la fabricación de este componente, ya que, influye de manera considerable en el factor de interceptación y por lo tanto, en el rendimiento óptico del colector.

Los espejos se fabrican en pequeños paneles en comparación con todo el colector. Cada colector puede llevar hasta 336 espejos como es el caso del colector *Skal-ET150*. Estos paneles se fijan y acoplan a la estructura soporte y entre ellos, por medio de adhesivos y piezas cerámicas.

Para conseguir la forma parabólica se emplean franjas parabólicas formadas por cuatro espejos cada una. Estas franjas tienen una anchura de unos 1,7 metros aproximadamente y cada espejo tiene una superficie de unos 2 m².

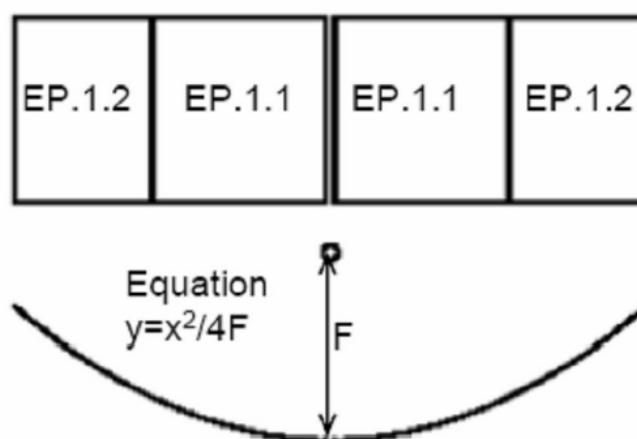


Figura 3.5 Esquema de construcción de la superficie parabólica.

Con las tecnologías actuales, los espejos que se fabrican hoy en día suponen el 20% del coste total del colector debido a los costes de fabricación y de las materias primas. Es por ello que se estén investigando nuevos reflectores solares y materiales para abaratar estos costes a largo plazo y ofrecer una mayor variedad en cuanto a proveedores se refiere.

Recientemente, la empresa Nematia Ingeniería Integral ha desarrollado un nuevo reflector solar fabricado en material termoplástico inyectado. Se busca conseguir una reducción de los costes para un mismo rendimiento o incluso aumentar dicho rendimiento del colector. Este nuevo reflector disminuye estos costes e incorpora la ventaja de poder reutilizar los materiales con las mismas prestaciones que al inicio y a un precio menor que el inicial. Las características más destacables son que no se necesita el vidrio para proteger el material reflectante el cual se aplica directamente sobre la superficie útil, no siendo necesario ninguna

lámina adicional, y que el termoplástico inyectado sale del molde con las propiedades ópticas deseadas.

En la actualidad, los reflectores solares más ampliamente utilizados son los de la gama RP, fabricados por la compañía Flabeg. Algunos de los proyectos que utilizan estos espejos son: el proyecto SEGS en California así como los proyectos PS10 o Andasol en España, entre otros. Las dimensiones de estos elementos son 1700 mm por 1641 mm en los espejos interiores y 1700 mm por 1501 mm en los exteriores, alcanzando índices de reflexión mayores al 94,4% [27].

3.1.3. Tubo receptor

El tubo receptor es el componente del campo solar encargado de transmitir al fluido de trabajo toda la energía solar concentrada en el colector para su posterior conversión en energía eléctrica. Se trata de uno de los componentes más importantes del colector, puesto que el rendimiento global del colector está muy ligado sus características.

La posición de este elemento dentro del conjunto, es la línea focal del canal parabólico que forma el colector. Su sujeción se realiza por medio de unos soportes equidistantes a lo largo de toda la longitud del colector.

Tal y como se explicó previamente el receptor se compone de un tubo metálico y una carcasa de vidrio concéntrica al anterior. El fluido calorífico circula por dentro del tubo metálico, mientras que en el espacio delimitado entre los dos componentes se hace el vacío. El tubo metálico está recubierto por un material selectivo con elevado coeficiente de absorción y baja emisividad. De este modo se aprovecha mejor la energía procedente del sol.

El recubrimiento absorbente está compuesto de una serie de capas, tanto metálicas y de “Cermets”. La capa metálica confiere la baja emisividad requerida. Se trata de una capa de Molibdeno de alta reflexividad y baja emisividad. La capa de “Cermets” proporciona la absorción de la radiación solar. La composición de esta capa es una mezcla estratificada de Molibdeno y de alúmina (Al_2O_3). Estas capas pueden ser sustituidas por multicapas dieléctricas y metálicas. Por último, se dispone de una capa dieléctrica que actúa como anti reflejante compuesta únicamente por Al_2O_3 . Toda esta composición desarrolla un efecto invernadero que hace aumentar la temperatura del fluido que circula por su interior. La utilización de este material mejora considerablemente la transmisión de energía, sin embargo, en su contacto con el aire y a las altas temperaturas alcanzadas por el receptor, aparece la oxidación y la consiguiente degradación del recubrimiento. Para paliar este inconveniente, es necesario aislar con una carcasa de cristal al tubo metálico en una atmósfera de vacío [62, 64].

La carcasa de cristal se utiliza por una doble razón: proteger el tubo metálico de las condiciones meteorológicas adversas y reducir las pérdidas de calor por convección en todo el

conjunto. Debido a que se pone una barrera entre la radiación y tubo metálico, esta barrera debe ser lo más permeable posible a la radiación. Por ello, se utiliza vidrios con recubrimientos específicos que mantienen una transmisividad muy elevada.

El tubo de vidrio se suelda a un extremo de un fuelle metálico que es el encargado de absorber las variaciones de longitud sufridas por los diferentes tubos que componen el receptor. El otro extremo se suelda al tubo metálico. Estas dilataciones son consecuencia de los cambios de temperatura a los que está sometido el receptor.

El vacío se asegura con la utilización de unos elementos llamados *getters* situados sobre el tubo metálico. Los *getters* son sólidos en forma de lámina o alambre que absorben los gases libres que puedan aparecer en la cavidad, ya sea por adsorción, absorción u oclusión [26]. La figura 3.6 muestra un esquema de este elemento.

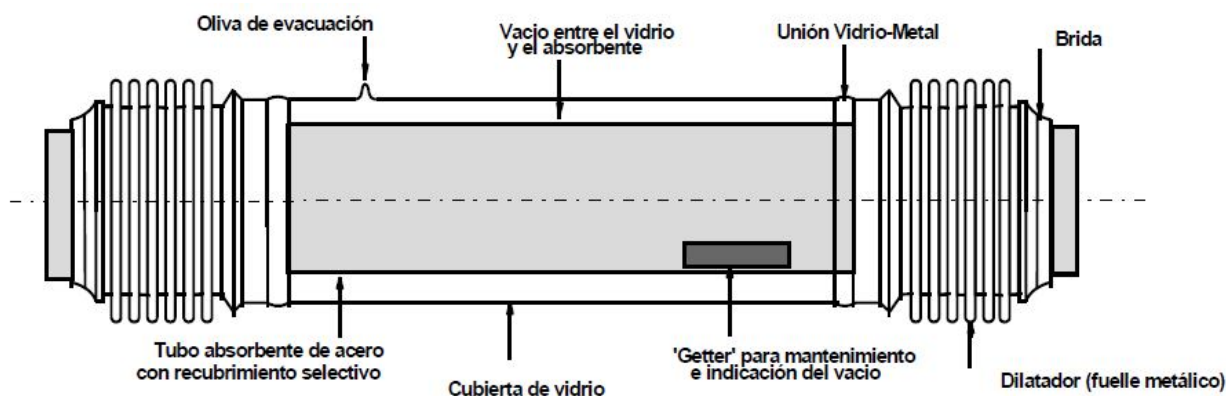


Figura 3.6 Esquema de un tubo receptor [61].

Una parte importante de los fallos de estos tubos tiene lugar en la soldadura vidrio-metal y en los fuelles metálicos de los extremos encargados de absorber las dilataciones térmicas del tubo de acero y de la cubierta de vidrio. El coste asociado a la reposición y mantenimiento de estos fallos es bastante importante.

Los principales fabricantes de tubos receptores son Siemens AG y Schott Solar CSP GmbH. Estas empresas fabrican los tubos que actualmente se están utilizando en las centrales solares en operación. Se trata de tubos diseñados para emplear aceite térmico como fluido de trabajo. Sin embargo, como consecuencia de la aparición de sales fundidas como elemento de trabajo en los colectores, también ha aparecido un nuevo modelo de tubo receptor desarrollado por Archimede Solar Energy capaz de soportar las mayores temperaturas que se obtienen con el empleo de sales fundidas, teniendo una mayor resistencia a la corrosión que se deriva del uso de este fluido.

Tabla 3.2 Comparativa entre diferentes tubos receptores [9, 62, 64].

		UVAC 2101 (SIEMENS)	SCHOTT PTR 70	ARCHIMEDE
Longitud (mm)	L_{abs}	4060	4060	4060
Diámetro exterior (mm)	D_{ext_abs}	70	70	70
Diámetro interior (mm)	D_{int_abs}	64	64	64
Emisividad	ε_{abs}	0,09	0,10	0,12
Coefficiente de absorción	α_{abs}	0,96	0,95	0,954
Conductividad térmica (W·m⁻¹·K⁻¹)	k_{abs}	54	54	54
Diámetro exterior de la carcasa de cristal (mm)	$D_{ext_cristal}$	115	125	115
Diámetro interior de la carcasa de cristal (mm)	$D_{int_cristal}$	109	119	109
Emisividad de la carcasa de cristal	$\varepsilon_{cristal}$	0,09	0,10	0,09
Transmitancia de la carcasa de cristal	$\tau_{cristal}$	0,965	0,96	0,96

Todos estos modelos, ya sean de un fabricante u otro, han sido desarrollados a lo largo de una gran experiencia en el sector para reducir las pérdidas de calor, garantizar una elevada estanqueidad y mejorar su utilización a lo largo del tiempo y ante condiciones extremas.

Actualmente se llevan a cabo estudios para el desarrollo de nuevos receptores de bajo coste que utilizan un nuevo recubrimiento selectivo reduciendo la oxidación en presencia de aire.

3.1.4. Sistema de transferencia térmica

3.1.4.1. Fluido de transferencia

La energía procedente del Sol es transferida a un fluido calorífico que posteriormente será utilizada para producir el vapor necesario en el ciclo de potencia. Este fluido circula a través del tubo metálico que compone el receptor. Además de esta función de transporte de energía, también tiene la función de almacenaje. La tecnología de colectores cilíndrico-parabólicos ofrece la posibilidad de almacenar energía que pueda ser utilizada en períodos de insolación insuficiente como días nublados o durante la noche.

La temperatura de operación de este tipo de colectores se sitúa entre los 150°C y los 400°C aproximadamente. Cuanto mayor sea la temperatura, las pérdidas térmicas alcanzan un valor considerable, haciendo que sea necesaria otro tipo de tecnología.

Para los valores de temperatura que requeridos en este tipo de centrales, en torno a los 400°C, no es posible la utilización de agua como fluido calorífico. Esto es debido a que para que el agua no se evapore a dicha temperatura, su presión debe ser superior a la de saturación de la máxima temperatura que alcance el fluido. Por lo tanto, las tuberías deberían soportar una presión muy alta. De este modo, se utilizan aceites térmicos o sales fundidas como fluidos de transferencia.

El aceite térmico es la opción más utilizada dentro de los colectores cilíndrico-parabólicos. Sus características lo hacen muy apropiado para su uso. Su principal problema es la degradación que sufre cuando se ve sometido a altas temperaturas. Dentro de los aceites utilizados, el que se utiliza con mayor asiduidad es el *Therminol VP-1*. Este aceite sintético puede trabajar hasta temperaturas de 400°C. Para valores mayores de temperatura de salida de los colectores, se hace necesario el uso de sales fundidas. El punto de congelación del *Therminol VP-1* se sitúa en los 12,7°C por lo que, es necesario mantener en todo momento al aceite por encima de este valor.

El uso de sales fundidas tiene ciertas ventajas sobre el aceite térmico. Es posible obtener una temperatura de salida de los colectores mayor, en torno a los 450°C-550°C. Así, se puede incrementar la temperatura de operación del ciclo de vapor, obteniendo mayores rendimientos. Las sales son más baratas que los aceites. Tienen bajos niveles de corrosión sobre las tuberías y otros elementos del sistema, son térmicamente estables a las temperaturas requeridas y tienen bajas presiones de vapor. También se reducen las dimensiones de los tanques de almacenamiento para una capacidad dada. En la *tabla 3.3* se puede ver una comparación de algunas de las características más importantes de algunas sales y el aceite *Therminol VP-1*.

En lo que respecta al medio ambiente, el empleo de sales fundidas disminuye la contaminación existente en los terrenos donde se instala la central. El aceite térmico tiene mucha facilidad para fugarse por cualquier resquicio que encuentre a su paso. Estas fugas gotean en el suelo, resultando un suelo altamente contaminado, que no puede ser utilizado una vez que la planta haya acabado su función y se haya desmantelado. Por su parte, las sales presentan mayores dificultades para abandonar el circuito de tuberías. Cuando esto ocurre, se forman gránulos sólidos debido a su punto de congelación, no llegando a depositarse sobre el suelo.

El principal problema que conlleva el uso de sales fundidas como fluido calorífico es su alto punto de congelación que varía entre los 120°C y los 220°C en función del tipo de sal. Esto requiere que se empleen sistemas de calentamiento o mantenimiento de la temperatura por encima de un determinado valor, elevando los costes de operación y mantenimiento. Más adelante se hablará de los sistemas de prevención contra la congelación del fluido de transporte.

La temperatura de operación del fluido está limitada por la durabilidad del recubrimiento selectivo del tubo receptor. Y la elección de los componentes del sistema se elegirá en función de las propiedades del fluido utilizado.

Tabla 3.3 Comparativa entre diferentes sales de nitrato y *Therminol VP-1*[37].

Propiedad	Solar salt	HITEC	HITEC XL	LiNO ₃ mixture	Therminol VP-1
Composición, %					Diphenyl biphenyl oxide
NaNO ₃	60	7	7		
KNO ₃	40	53	45		
NaNO ₂		40			
Ca(NO ₃) ₂			48		
Punto de congelación, °C	220	142	120	120	13
Temperatura máxima, °C	600	535	500	550	400
Densidad a 300°C, kg/m ³	1899	1640	1992		815
Viscosidad a 300°C, N/m ² ·s	3,26·10 ⁻³	3,16·10 ⁻³	6,37·10 ⁻³		0,2·10 ⁻³
Calor específico a 300°C, J/kgK	1495	1560	1447		2319

Al utilizar las sales fundidas como fluido de trabajo, se pueden almacenar directamente sin tener que usar otro fluido ni un intercambiador intermedio entre el fluido de trabajo y el de almacenamiento. De este modo, los aspectos económicos se verán afectados por los sistemas que el uso de la sal conlleva.

Los riesgos que se asocian este tipo de sales son los propios del trabajo con cualquier fluido a alta temperatura. Este tipo de sal no genera vapores tóxicos ni es inflamable.

3.1.4.2. Sistema de bombeo

La sal circulará a través de un conjunto de tuberías desde los tanques de almacenamiento hasta ser distribuida por todos los lazos de colectores solares. Para ello, es necesario disponer de un sistema de bombeo que impulse el fluido con la presión requerida y que venza las pérdidas de carga de la instalación.

El grupo de bombeo estará compuesto por una serie de bombas, dispuestas en paralelo siempre con alguna de ellas en *stand-by* y en disposición de comenzar a funcionar en caso de que alguna de las otras falle.

3.1.4.3. Tanques de expansión

La variación de volumen específico que experimenta la sal como consecuencia de los constantes cambios de temperatura hace necesario la utilización de un tanque de expansión que compense y absorba dicha diferencia de volumen.

En este proyecto, se combinará este tanque con el sistema de almacenamiento térmico, pasando este último a realizar ambas funciones. Esta simplificación se puede hacer gracias a que el fluido de trabajo en ambos sistemas, el campo solar y el sistema de almacenamiento, es el mismo.

3.1.4.4. Sistema de tuberías

El fluido térmico debe ser transportado desde cada uno de los colectores hasta el edificio del bloque de potencia mediante un conjunto de tuberías interconectadas entre sí. Se dispondrán varios grupos de tuberías por cada subcampo sola en los que esté dividida la instalación.

Por cada subcampo habrá dos tuberías principales, una para la entrada del fluido frío y otra para el retorno del fluido caliente. Cada lazo se conectará a ambas para la toma y retorno del fluido. Las dimensiones de las tuberías cambiarán en función de la distancia al bloque de potencia. A medida que la sal se va bifurcando hacia los sucesivos lazos, el diámetro de las tuberías se irá reduciendo para mantener una velocidad constante pero con menos caudal. El caso contrario ocurre en el retorno. A medida que se vierte mayor caudal a la tubería general, el diámetro deberá aumentar por la misma razón.

La distribución de los colectores sobre el terreno y su posición con respecto al bloque de potencia será tal que las pérdidas de carga sean las mínimas posibles y consecuentemente, la potencia de bombeo también se verá disminuida.

Todo el sistema tendrá una cierta pendiente hacia el sistema de almacenamiento para facilitar su vaciado. Así pues, todas las líneas de tuberías dispondrán de una válvula de purga en su punto más alto y otra válvula de drenaje en su punto más bajo.

3.1.4.5. Sistema de prevención contra heladas

El principal inconveniente del uso de sales fundidas como fluido calorífico es su alto punto de congelación. La solución que se adopta en estos casos es el empleo de un sistema de prevención contra heladas.

Este sistema se compone de una serie de resistencias distribuidas a lo largo de todo el sistema de tuberías que mantienen la temperatura por encima de un cierto valor controlado por un sistema de control.

También se utiliza recubrimientos aislantes en las tuberías que impiden la transferencia de calor desde el fluido hacia el exterior. Este aislamiento contribuye a mantener una cierta temperatura previniendo así también las bajadas de temperatura y la posible congelación del fluido térmico.

3.1.5. Sistema de seguimiento

La posición del Sol varía a lo largo del día. Para aprovechar toda la radiación de la manera más eficiente es preciso disponer de un sistema que mantenga el colector enfocado hacia el Sol durante todo el día. Este sistema hace girar al colector a lo largo de uno o varios ejes para conseguir este propósito.

La mayoría de las centrales utilizan sistemas de un solo eje frente a los de dos ejes. Al consistir el colector en una serie de módulos unidos entre sí, hace que la viabilidad de un sistema de dos ejes quede en entredicho por su dificultad de diseño e implantación. Las ventajas asociadas al uso de un eje hacen prevalecer esta tecnología. Son sistemas más sencillos, baratos y robustos. Esta robustez hace que los esfuerzos que pueden soportar los colectores sean mayores. También se tienen menos deformaciones mejorando el rendimiento óptico.

El eje se sitúa a lo largo de toda la longitud del colector. El movimiento se realiza por medio de motores hidráulicos. El uso de este tipo de motores se debe al elevado par de giro que se necesita para poder mover estas grandes estructuras. El sistema de accionamiento cuenta con un grupo de presión, pistones de accionamiento y electroválvulas. Su posición en el colector es el pilón central. En el caso de colectores pequeños, se pueden emplear motores eléctricos, ya que no se necesitan grandes potencias.

La orientación del eje de rotación influye de manera significativa en la cantidad de energía absorbida. Ya se mencionó anteriormente que las orientaciones posibles más utilizadas son Norte-Sur y Este-Oeste, y su elección depende la latitud del emplazamiento elegido para la construcción de la central. Para lugares situados entre las latitudes de 30° y 45°, se emplean sistemas de seguimiento Este-Oeste. En esta configuración el eje del colector se sitúa a lo largo de la línea Norte-Sur, realizando su movimiento de Este a Oeste.

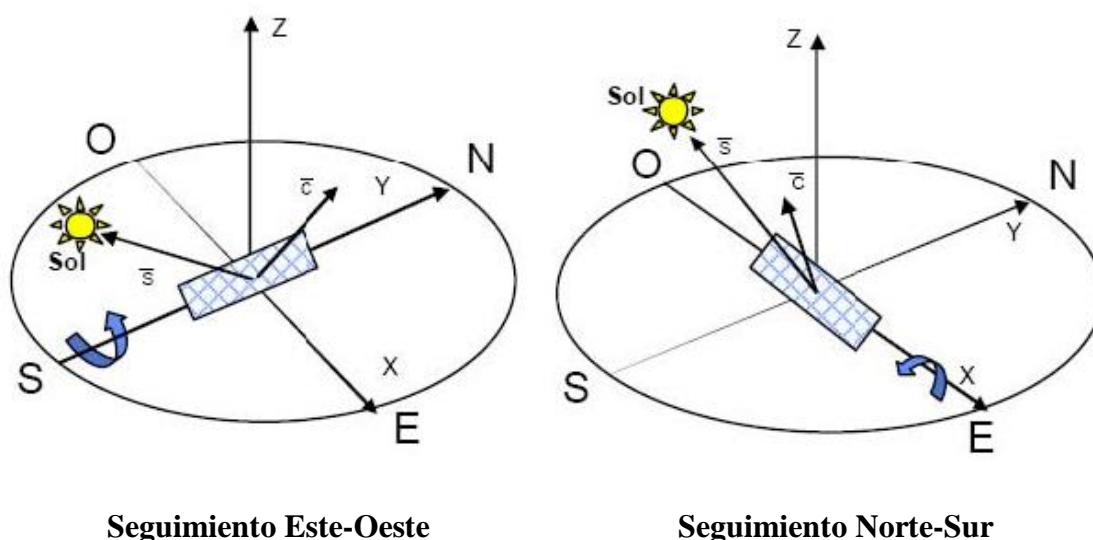


Figura 3.7 Sistemas de seguimiento solar de un solo eje [31].

El sistema de accionamiento se compone de dos motores hidráulicos y una bomba hidráulica que proporciona la presión necesaria al circuito de aceite.

La reducción de costes obliga a emplear un único sistema de accionamiento capaz de mover todo el conjunto del colector. Puesto que el colector se encuentra formado por 12 módulos que están unidos entre sí por medio del tubo receptor, la alineación entre estos módulos debe ser perfecta. De lo contrario, los rodamientos experimentarían diferentes fuerzas que podrían generar averías indeseadas.

El control de estos movimientos se realiza por medio de un sistema de control electrónico en bucle abierto o en bucle cerrado. Los colectores están dotados de unos sensores que evalúan la posición del Sol y comparándola con la posición del colector, realizan el giro necesario para un correcto enfoque. Las comprobaciones se llevan a cabo a través de un controlador central que recibe los datos procedentes de los sensores por medio de conexiones físicas o inalámbricas.

Uno de los sensores más utilizados son las bandas de sombra. Se trata de dos fotocélulas situadas sobre una superficie plana y separadas por una pared intermedia llamada banda de sombra. Cuando el colector está enfocado, los rayos solares llegan perpendiculares a ambas fotocélulas y la banda de sombra no genera ningún obstáculo. En cambio, cuando el Sol se mueve, empiezan a aparecer sombras sobre una de las fotocélulas. Las señales emitidas por cada uno de estos sensores son diferentes. El controlador central evalúa dichas diferencias y acciona el sistema posicionando de nuevo el colector perpendicular al Sol.

3.2. Sistema de almacenamiento

Se ha comentado anteriormente y en numerosas ocasiones las ventajas del empleo de un sistema de almacenamiento que permita continuar generando electricidad durante más horas a lo largo del día.

Las ventajas de un sistema de este tipo son:

- Aumenta la producción de la central: el exceso de energía almacenada durante el día es utilizada durante horas en las que existe falta de radiación.
- Mejora la calidad de la energía: el sistema de almacenamiento absorbe las variaciones de radiación suministrando un calor constante al generador de vapor.
- Estabiliza la operación de la planta: los transitorios se ven reducidos y las paradas y arranques también.

El sistema de almacenamiento se compone principalmente de dos tanques de grandes dimensiones para almacenar tanto las sales calientes procedentes de los colectores como las sales frías procedentes del generador de vapor.

Las dimensiones de los tanques son diferentes. El volumen específico del fluido frío es menor que el del fluido caliente no siendo necesario tener dos tanques de las mismas proporciones, con el gasto de material que conllevaría.

El volumen interior de los tanques no ocupado por la sal es relleno por nitrógeno para mantener una presión constante y generar una atmósfera poco reactiva en contacto con la sal fundida. Este nitrógeno pasa de un tanque a otro dependiendo del sentido de circulación del fluido. Este gas tiene que ser calentado o enfriado según vaya de un tanque a otro, debido a la diferencia de temperatura entre ambos. Como consecuencia de esta variación de temperatura también será necesario disponer de un tanque que absorba las variaciones de volumen del nitrógeno.

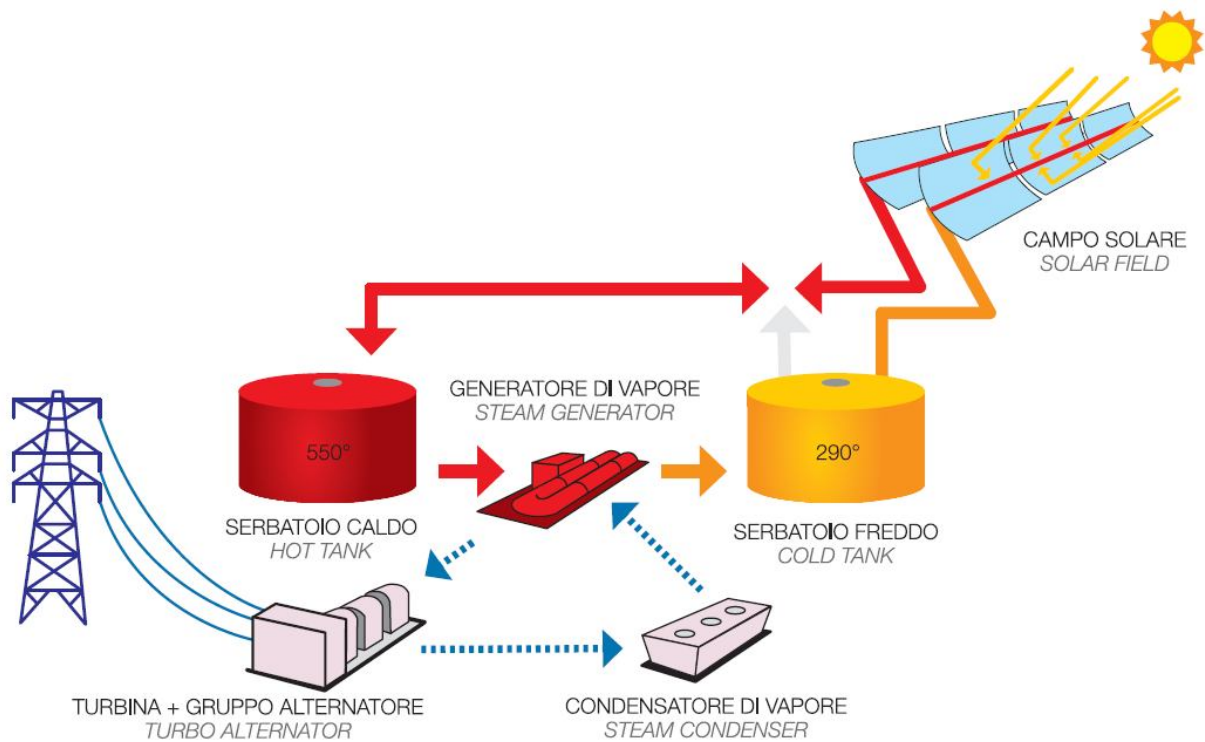


Figura 3.8 Disposición del sistema de almacenamiento [9].

Las temperaturas entre las que opera el sistema de almacenamiento son las de entrada y salida de los colectores, en torno a los 290 y 400 °C aproximadamente. Debido a las altas temperaturas es necesario un exhaustivo aislamiento para impedir que cuando las sales sean requeridas por el sistema de potencia hayan disminuido su temperatura. También se dispondrá un cableado eléctrico sumergido en el tanque para utilizarse como calentador en casos que la temperatura de la sal esté por debajo del valor necesario.

La impulsión de las sales desde los tanques hacia los colectores o hacia el intercambiador de calor se realizará por medio de bombas.

Estos tanques también sirven como tanques de expansión para absorber estas diferencias de volúmenes.

La carga del sistema de almacenamiento se realiza cuando la radiación solar incidente es superior a la que requiere el ciclo de potencia. Para ello, el campo solar se sobredimensiona de tal manera que se pueda generar electricidad a plena carga y a su vez cargar este sistema. Al principio del día únicamente circula fluido entre los colectores y el generador de vapor. Una vez alcanzado el nivel de radiación nominal, se comienza a bombear más fluido desde el tanque frío hacia los colectores que luego se reparte entre el tanque caliente y el generador de vapor.

Durante la tarde, cuando la radiación solar comienza a escasear y no se tiene la potencia suficiente, se apoya el fluido procedente del campo solar con el almacenado en el tanque caliente para continuar operando el ciclo de potencia en condiciones nominales.

3.3. Bloque de potencia

El bloque de potencia se sitúa en el centro del emplazamiento de la central termosolar. Este bloque se compone de todos los sistemas y elementos necesarios para convertir la energía térmica procedente del fluido calorífico en energía eléctrica.

Las sales procedentes del campo solar y el sistema de almacenamiento térmico pasan a través de un intercambiador de calor donde transfieren su energía al agua que circula por el ciclo de potencia, obteniéndose vapor sobrecalentado listo para expandirse en la turbina de alta presión [9].

Una vez expandido el vapor en la turbina de alta el flujo queda dividido en dos corrientes. Una de ellas se conducirá hacia el recalentador para volver a obtener vapor sobrecalentado y posteriormente expandirse en la turbina de baja presión, y la otra se utilizará para precalentar el agua procedente del condensador y que va camino del generador de vapor.

En el cuerpo de baja presión, el vapor se expande hasta la presión del condensador, realizándose en su camino intermedio una serie de extracciones que también contribuyen a precalentar el agua a la entrada del generador de vapor.

El condensador es un intercambiador de calor por el que circula por un lado la mezcla de líquido y vapor resultante de la expansión en la turbina, y por otro lado, el agua derivada de la torre de refrigeración.

El agua es impulsada por dos bombas. Una de ellas se conecta a la salida del condensador enviando el agua hacia el desaireador, y la otra de ellas se coloca a la salida de este elemento para suministrar el agua al generador de vapor.

3.3.1. Generador de vapor

El generador de vapor es un intercambiador de calor que transfiere la energía de la sal hacia el agua, consiguiendo la evaporación de ésta para su utilización en la turbina de vapor. Las sales llegan a este elemento con una temperatura aproximada de 500°C y salen de él a una temperatura cercana a los 290°C. Esta disminución de temperatura se ve reflejada en el incremento de la temperatura del agua de alimentación, llegándose a obtener en este proceso vapor sobrecalentado.

Las diferentes condiciones por las que pasa la planta a lo largo de su vida operativa hacen que este elemento esté preparado para operar con diferentes caudales y temperaturas. Para ello dispone de un sistema de regulación y control. Se busca que la temperatura de salida siempre sea lo más cercana a la nominal o de diseño, variando para ello el caudal (dentro de unos márgenes) que lo atraviesa en función de la energía procedente de la radiación solar.

La presión de operación es la misma que la presión de entrada a la turbina [46].

3.3.2. Turbina de vapor

La turbina de vapor es la encargada de producir el trabajo necesario para mover el generador eléctrico. Para ello y por medio de una cascada de álabes, expande la corriente procedente del generador de vapor y convierte dicha energía térmica en energía mecánica en un eje.

La turbina empleada en las centrales termosolares es de similares características que las utilizadas en cualquier otra planta de generación de electricidad.

La configuración del ciclo *Rankine* con recalentamiento y regeneración requiere de una turbina de dos etapas y con posibilidad de realizar extracciones a lo largo de la línea de expansión de la turbina. El cuerpo de la turbina viene dividido en dos partes, una etapa de alta presión y otra etapa de baja presión. El flujo procedente de la turbina de alta presión es direccionado hacia la turbina de baja presión una vez ha sido recalentado. Los ejes de ambos cuerpos se conectan de forma axial con el eje del generador eléctrico [8, 46].

El escape está conectado con el condensador de forma axial. Para evitar la transmisión de vibraciones desde la turbina hacia otros elementos del bloque de potencia, la turbina se situará en una bancada independiente.

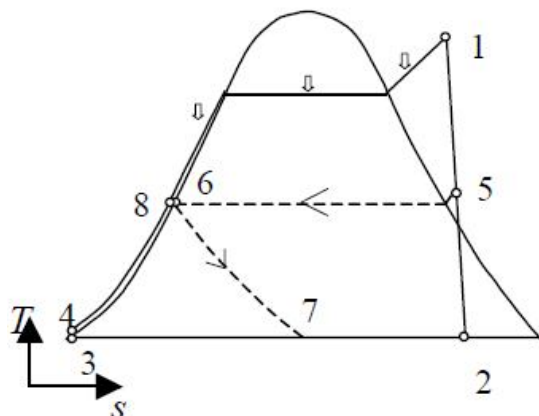


Figura 3.9 Esquema típico de un ciclo *Rankine* con recalentamiento y regeneración [8].

3.3.3. Condensador

La mezcla de líquido y vapor resultante de la última extracción de la turbina de baja presión se dirige directamente hacia el condensador. En este elemento se extrae el calor de vaporización de la mezcla y se obtiene agua líquida. Este intercambio de energía se realiza típicamente con ayuda del agua procedente de una torre de refrigeración de tiro mecánico.

El condensado se retiene en la parte baja del condensador desde donde es aspirado por la bomba de condensado impulsándolo hacia los precalentadores y el desaireador.

3.3.4. Recalentador

El recalentador recibe una mezcla de líquido y vapor procedente de la etapa de alta presión de la turbina de vapor y la convierte en una corriente de vapor sobrecalentado a la presión de la turbina de baja presión [8].

Se trata de un generador de vapor al igual que el generador principal. Recibe la sal a alta temperatura y la retorna a la temperatura del tanque frío de almacenamiento. Este sistema también será capaz de operar con diferentes caudales y temperaturas en función de los requerimientos para un momento dado.

3.3.5. Desaireador

El desaireador es un intercambiador abierto en el que confluyen el condensado de la etapa de baja presión y las extracciones de la turbina de alta presión. Su misión es evitar que se cree una elevada concentración de oxígeno y otros gases contenidos en las aguas naturales. Estos gases pueden ser agentes nocivos que provocan fenómenos de corrosión en el acero y metales presentes en los diferentes elementos que componen el bloque de potencia.

La desgasificación se puede realizar por métodos térmicos o por métodos químicos. Lo más barato es el térmico. La alta temperatura a la que se encuentra el agua hace que estos gases no estén disueltos, pudiéndose eliminar mediante purgados. El método químico utiliza la adición de hidracina para el secuestro de oxígeno.

Este elemento también cumplirá la función de tanque de almacenamiento de agua para la alimentación del generador de vapor. La parte inferior del desgasificador estará llena de agua a un nivel que se mantendrá constante.

3.3.6. Precalentador

Los precalentadores son intercambiadores cerrados utilizados para aumentar la temperatura del agua de alimentación. Hay dos grupos de precalentadores: los de alta presión y los de baja presión [8].

Los precalentadores de baja presión recogen las extracciones realizadas en la turbina de baja presión y precalientan el agua procedente del condensador a expensas de la energía que todavía guardan las extracciones al no realizarse completamente la expansión. El flujo procedente de las extracciones es expandido una vez ha intercambiado su energía y normalmente es redirigido hacia el siguiente precalentador. Esta operación se hace sucesivamente hasta llegar al condensador.

Los precalentadores de alta presión se sitúan aguas abajo del desgasificador. Realizan la misma operación que los anteriores precalentando el agua procedente del desaireador.

3.3.7. Torre de refrigeración

Las torres de refrigeración nutren del agua necesaria al condensador para evacuar el calor de la corriente proveniente de la turbina de vapor. Se trata de torres de refrigeración húmedas de tiro mecánico inducido con flujo en contracorriente.

El agua derivada del condensador entra a la torre de refrigeración por su parte superior y se deja caer sobre un empaquetamiento de relleno que renueva la superficie del agua que se está enfriando. En su caída, el agua se encuentra con una corriente de aire frío que es impulsado por un ventilador situado en la parte alta de la torre. En este cruce de flujos, una parte del agua es evaporada, otra es arrastrada por el viento y otra cae al fondo de la torre desde donde es enviada de nuevo hacia el condensador.

3.4. Sistemas auxiliares

A parte de los componentes principales descritos hasta el momento, la instalación también debe disponer de algunos sistemas auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la central.

3.4.1. Sistema de protección contra incendios

Al igual que cualquier construcción de estas características, la instalación debe estar dotada de un sistema de protección contra incendios. La misión de este sistema es prevenir y extinguir las posibles causas de fuego que se puedan dar de la forma más rápida posible [16].

La protección contra incendios se vale de sistemas de detección, sistemas de extinción, sistemas de almacenamiento de agua y sistemas de control y señalización.

Los sistemas de detección son los encargados de avisar de cualquier anomalía que se produzca en la planta y que pueda acabar en riesgo de incendio mediante señales de alarma. Estos sistemas utilizan detectores de humo/fuego, medidores de temperatura y detectores de fugas para el caso de gases peligrosos.

En los casos que no se pueda prevenir el comienzo del incendio se utilizan los sistemas de extinción para paliar los efectos de dicha situación.

Estos sistemas de extinción se sitúan en las zonas de oficinas, campo solar, exterior de edificios, salas de equipos, bloque de potencia y centros de transformación.

En caso de incendio, debe existir un almacenamiento de agua que pueda ser utilizada para llevar a cabo tareas de extinción. Esta agua es impulsada por dos bombas en paralelo, alimentadas desde fuentes diferentes para asegurar que en caso de fallo en la línea eléctrica de una, la otra pueda prestar el servicio adecuado. El emplazamiento de estas bombas tiene que estar protegido contra el fuego para en caso de requerir sus servicios no se vean impedidos por dicha causa.

Finalmente, el sistema de control y señalización centraliza todas las señales relativas al sistema de protección contra incendios. La señalización ayuda al personal de la planta a advertir el peligro, así como interactuar con diferentes elementos que ellos mismos puedan emplear para dar la señal de alarma.

3.4.2. Sistemas de ventilación y aire acondicionado

El confort de los trabajadores y las condiciones de operación de los equipos requieren un sistema de ventilación y aire acondicionado (HVAC, *Heating, Ventilation and Air Conditionig*) para garantizar unas condiciones óptimas de temperatura y humedad.

Las zonas donde se prevea una ocupación determinada o donde el personal vaya a realizar alguna tarea deben estar provistas de un sistema de aire acondicionado y de calefacción. Según la normativa vigente (Código Técnico de la Edificación y Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios) el sistema de aire acondicionado debe realizar las renovaciones de aire exigidas [16].

La ventilación de los espacios que así lo requieran, como salas de control de motores, salas de turbina o salas de bombeo, ha de ser mediante ventilación forzada por medio de ventiladores de impulsión o extracción.

Estos sistemas deben estar provistos de sus correspondientes silenciadores y filtros de aire para garantizar la calidad del aire.

3.4.3. Sistema de aire comprimido

Una planta industrial de estas características tiene que disponer de un sistema de aire comprimido para el funcionamiento de diversos equipos que se valen de esta fuente para su actividad. La red de aire comprimido se distribuye por todos aquellos puntos en los que se necesite.

La obtención del aire comprimido se lleva a cabo por medio de compresores rotativos de forma redundante, existiendo dos compresores capaces de suplir cada uno de ellos el gasto total de aire comprimido demandado por la central.

Como todo sistema de aire comprimido el aire debe ser correctamente filtrado y tratado para darle las características oportunas. Este aire se almacena en diferentes depósitos situados en puntos específicos dentro de las diferentes zonas de la instalación. Los puntos de acceso deben estar dotados de conexiones rápidas y válvulas de corte manual.

3.4.4. Instalaciones sanitarias

Con el objetivo de poder hacer frente a cualquier incidente relacionado con la salud y condiciones de trabajo del personal es imprescindible habilitar un centro sanitario dotado con los recursos oportunos para prestar primeros auxilios ante cualquier accidente laboral. La ocupación de esta estancia no debe ser muy elevada. Debido al trabajo por turnos, la cifra establecida no es superada en ningún momento.

3.4.5. Sistema de alumbrado

Todas las instalaciones de la planta deben estar correctamente iluminadas, para ello la central termosolar debe disponer de un alumbrado normal, un alumbrado de emergencia y un alumbrado de apoyo. En el campo solar, los caminos y sendas utilizadas para realizar cualquier tarea de mantenimiento u operación también deben estar alumbrados [16].

El alumbrado normal asegura una iluminación suficiente tanto en los interiores como en los exteriores de los edificios para poder llevar a cabo las operaciones que en ellos se realizan.

El alumbrado de emergencia, entra en funcionamiento en caso de fallo del alumbrado normal. Del mismo modo, dota de la iluminación adecuada para la evacuación del personal hacia zonas seguras y la entrada del personal de seguridad hacia los equipos. Para asegurar su

entrada en funcionamiento puede ser activado desde dos fuentes diferentes, una línea eléctrica y un motor diesel de emergencia en caso de fallo de la línea eléctrica.

El alumbrado de apoyo está referido a la iluminación de equipos contra incendios y cuadros de alumbrado.

Por último, el alumbrado del campo solar se compone de sistemas reflectantes sobre el suelo que ante la incidencia de una fuente de luz brillan dejando bien señalizado el camino.

3.4.6. Sistema de telecomunicaciones

Los sistemas de telecomunicaciones son esenciales en la operación de la central solar. Esta tiene que tener instalado un sistema de telefonía, un sistema de megafonía, un sistema de video vigilancia, un sistema de comunicación portátil mediante *walkie talkie* con cobertura en todo el campo solar, un sistema de grabación de conversaciones tanto telefónicas como mediante comunicadores portátiles.

Los sistemas de telefonía, video vigilancia y megafonía deben estar distribuidos por toda la extensión de la central para poder llevar a cabo un perfecto control de los incidentes que puedan originarse durante la operación. Todos estos sistemas están dirigidos desde la sala de control.

3.4.7. Sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos se dividen en dos grupos: los asociados a la generación de electricidad y los asociados al funcionamiento diario de la central.

La electricidad generada debe elevar su tensión en un transformador para ser vertida a la red de transporte. La línea de evacuación de electricidad debe ser de la misma tensión que la red de transporte. Por lo tanto, la instalación dispone con una subestación de evacuación.

El aprovechamiento de la electricidad para uso y consumo de la planta necesita de otros transformadores, uno desde la tensión de generación hasta la de distribución por la central, y otro desde la de distribución hasta la de consumo o baja tensión.

La subestación de evacuación dispone de un transformador desde la tensión de generación hasta la tensión de transporte. Al igual que cualquier otra subestación del sistema eléctrico, tiene los componentes característicos como interruptores trifásicos, transformadores de intensidad, seccionadores, transformadores de tensión...

3.4.8. Sistema de suministro y tratamiento de agua

El agua requerida en la central termosolar procede de un pozo realizado en las inmediaciones del complejo. Esta agua, para su utilización tiene que ser tratada para adquirir las propiedades necesarias para cada uso.

Los tratamientos que requieren las aguas para la torre de refrigeración, el ciclo de potencia, limpieza de espejos, servicios auxiliares y consumo humano son:

- Estabilización: el agua procedente del pozo de alimentación es estancada en una balsa donde se realiza una primera decantación de las partículas más pesadas.
- Filtrado: después de la estabilización, el agua se hace pasar por unos filtros de antracita y arena. Estos filtros son utilizados con aquellas aguas que presentan problemas de barro, suciedad o sólidos en suspensión. Una vez realizado este paso, el agua se almacena en un tanque de agua filtrada. Esta agua puede ser empleada como agua de saneamiento.
- Ósmosis: con este proceso se pretende disminuir la salinidad del agua. La ósmosis se realiza en dos etapas para conseguir una mayor reducción del contenido en sales. Después de este proceso, el agua puede ser enviada hacia las torres de refrigeración.
- Desmineralización: en esta etapa se rebaja el contenido de iones presentes en el agua con ayuda de resinas especiales. Esta agua esta en disposición de emplearse como reposición del agua del ciclo de potencia y para la limpieza de los espejos parabólicos.

3.4.9. Sistema de tratamiento de efluentes

La central solar no sólo requiere materias primas de entrada, sino que también genera algunos residuos que deben ser tratados oportunamente para su retirada por una empresa autorizada o para su vertido fuera de la central.

Los efluentes procedentes del ciclo de potencia y de la torre de refrigeración, son enviados a una balsa donde se homogenizarán, ajustarán su pH con el valor inicial y son decantados después de realizárseles un tratamiento de floculación.

Los efluentes aceitosos provienen de los derrames y fugas de los equipos. Su tratamiento consiste en la separación entre aceite y agua para posteriormente ser almacenados a la espera de su retirada por un agente autorizado.



Los efluentes sanitarios, tales como aguas fecales o residuales pasarán por una depuradora para acabar junto con los efluentes del ciclo de potencia y de la torre de refrigeración.

4. Método de cálculo y diseño

En este capítulo se va a tratar un procedimiento para realizar el cálculo y el diseño de una central solar de colectores cilíndrico-parabólicos como las que se han presentado en el capítulo anterior.

Para llevar a cabo esta tarea, se va a dividir el proceso en varios apartados correspondientes a los diferentes cálculos de las partes que componen una instalación de este tipo. Estos apartados van a tratar los aspectos ópticos y térmicos del campo de colectores. A continuación se procederá al cálculo del ciclo de potencia asociado y que va a ser del que se obtenga la energía eléctrica que se vierte a la red de distribución. Por último y, teniendo en cuenta los resultados que se pueden obtener de los cálculos anteriores, se explicará como dimensionar y diseñar la instalación.

4.1. Ubicación y datos meteorológicos

4.1.1. Selección de la ubicación

El primer paso a considerar en el cálculo de una central termosolar es elegir el emplazamiento donde se situará el objetivo del proyecto. Se trata de una decisión importante, puesto que, la energía que se empleará como “combustible” tendrá diferentes características en unos lugares u otros.

Este tipo de instalaciones necesitan una radiación anual igual o superior a los 2000 kWh/m² al año, aunque hoy en día se están empezando a construir centrales termosolares en lugares con menores índices de radiación. Los proyectos que se están llevando a cabo actualmente se sitúan en el sur de España y Estados Unidos, sin descartar nuevas potencias emergentes en China, el Golfo Pérsico y el desierto del Sáhara [69].

Dentro de Europa, España cuenta con unas de las mejores características para poder desarrollar plantas termosolares (*figura 4.1*).

Además de la radiación solar, también es necesario tener en cuenta aspectos como la facilidad de obtener el agua suficiente para abastecer las necesidades que la operación de estas instalaciones requiere y, un buen acceso a la red de transporte y distribución para poder volcar en ella la energía producida.

4.1.2. Datos meteorológicos y ambientales

Los datos necesarios para la realización de un proyecto de esta envergadura deben ser medidos durante años. Para ello, una vez elegido el posible emplazamiento, se hacen mediciones durante años para conocer con exactitud los valores de radiación. También es posible conseguir modelos artificiales. Estos modelos utilizan patrones físicos que tienen en cuenta la nubosidad y, modelos estadísticos a partir de datos históricos recogidos a lo largo del tiempo.

Además de la radiación, también es necesario conocer las características del aire ambiente que rodea a la instalación. Estos valores se determinan a partir de las tablas de propiedades del aire. Estas tablas muestran diferentes propiedades para diferentes temperaturas. También es necesario conocer la temperatura equivalente de radiación del ambiente para obtener la resistencia térmica de radiación entre el tubo receptor y el ambiente.

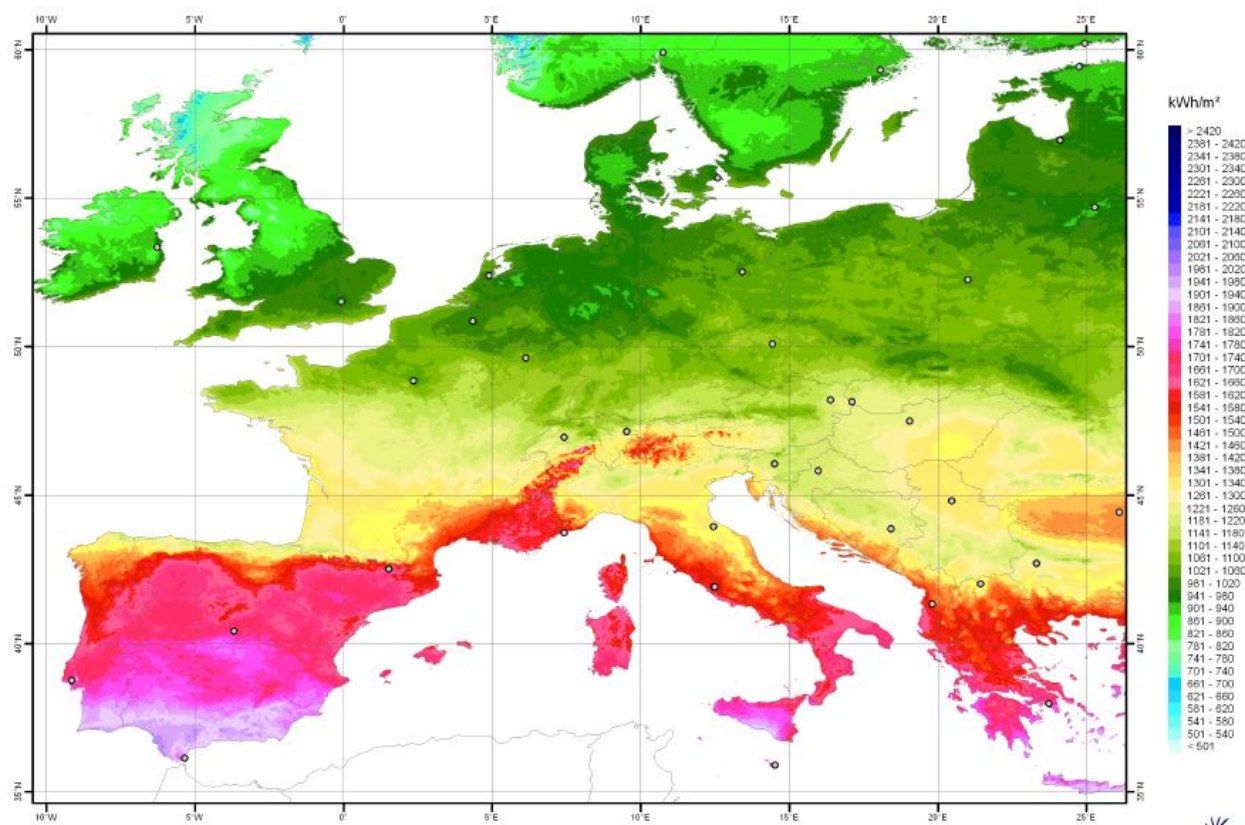


Figura 4.1 Mapa de radiación de Europa [45].

Para el caso del coeficiente de expansión térmica, β_{aire} , la expresión que se empleará será la siguiente

$$\beta_{aire}(T) = \frac{1}{T} \quad (4.1)$$

En esta ecuación, el valor de la temperatura se evaluará en Kelvin.

Las propiedades del aire (densidad, viscosidad, conductividad térmica, calor específico y coeficiente de expansión térmica) se utilizarán más adelante para realizar los cálculos térmicos.

4.2. Sistema de concentración

Una vez seleccionado el lugar donde instalar la planta termosolar, hay que decidir qué tipo de componentes para el sistema de concentración solar se van a utilizar y determinar sus características y propiedades. Estos componentes se resumen en: colector y tubo receptor. En la *figura 4.2* se puede ver un esquema del colector con los parámetros de interés.

4.2.1. Colector

Tanto en el mercado como en los laboratorios de pruebas, existen diferentes modelos de colectores. Todos ellos presentan unas características parecidas como se pudo ver en la *tabla 3.1*. El valor que puede decantar la elección de un tipo o de otro será el peso específico que determinará el precio de este elemento. Los rendimientos ópticos y el factor de interceptación, que se explicarán más adelante, no varían demasiado entre unos y otros.

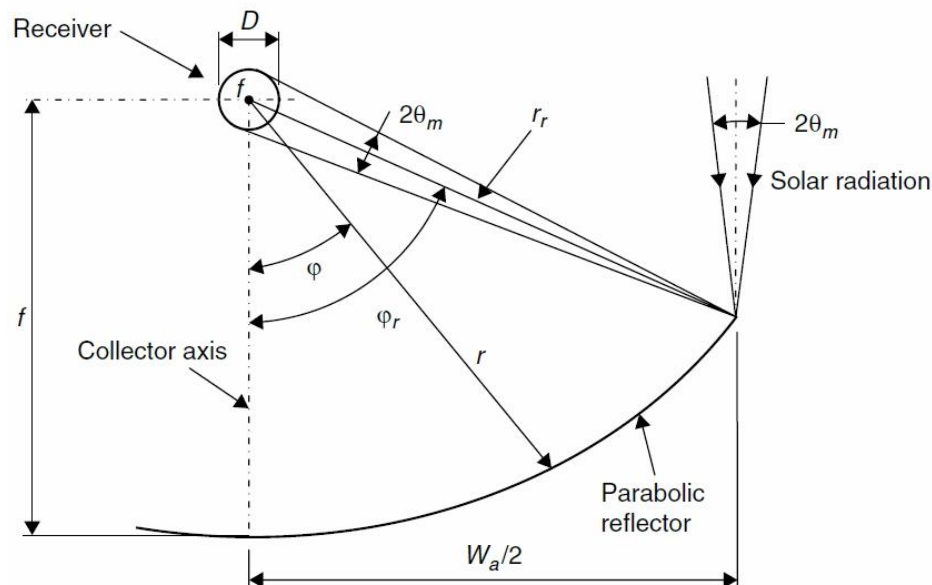


Figura 4.2 Esquema del conjunto de concentración [35].

4.2.2. Tubo receptor

Al igual que ocurre con los colectores, el tubo receptor también cuenta con varias opciones dependiendo del fabricante. Las características son muy similares entre unos y otros como se muestra en la *tabla 3.2*, siendo los más empleados los fabricados por Siemens AG y Schott Solar CSP GmbH para las aplicaciones con aceite térmico.

4.3. Cálculos ópticos

Como se explicó en el capítulo anterior las sales fundidas como fluido de trabajo presentan mayores ventajas frente a los aceites térmicos que se están usando hasta la fecha. Por este motivo y, como innovación en su empleo, se adelanta la utilización directa de una sal fundida como fluido de trabajo. El hecho de esta elección, a parte de las ventajas anteriormente citadas, es debido a que la planta dispondrá de un sistema de almacenamiento. De este modo se evita un intercambiador de calor, ya que los fluidos que se usarán en ambas partes, colectores y almacenamiento, será el mismo.

4.3.1. Geometría solar

El objetivo de este apartado es obtener el ángulo de incidencia con el que llegan los rayos solares al colector. Este ángulo influye en gran medida en la eficiencia óptica del colector por lo que se denomina efecto coseno. Este efecto reduce la energía que se recibe en función del ángulo de incidencia.

Como en todo sistema que utilice el Sol como elemento principal es necesario determinar su posición en cada momento. Desde una visión geocéntrica se puede considerar que únicamente son necesarios dos grados de libertad para definir la posición. Estos dos grados de libertad son la altitud solar (α) y el ángulo acimutal (γ), dos de los ángulos, que junto con la latitud, la inclinación de los colectores y el ángulo horario, son los necesarios para calcular el ángulo de incidencia [35].

$$\cos(\theta) = \sin(\phi) \cdot \sin(\delta) \cdot \cos(\beta) - \cos(\phi) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) + \cos(\phi) \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \cdot \cos\beta + \sin\phi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \sin\omega \cdot \sin\beta \cdot \sin\gamma \quad (4.2)$$

Donde, δ es la declinación, γ es el ángulo acimutal y ω es el ángulo horario, todos ellos medidos en grados.

4.3.1.1. Declinación

El eje de rotación de la Tierra tiene una inclinación permanente de $23,45^\circ$. A lo largo de su movimiento alrededor del Sol, el ángulo que forma la línea Sol-Tierra con el plano del ecuador terrestre varía su valor. Este ángulo es lo que se denomina declinación (*figura 4.3*). Su valor depende del día del año, estando comprendido entre $+23,45^\circ$ y $-23,45^\circ$.

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin \left[(284 + N) \cdot \frac{360}{365} \right] \quad (4.3)$$

4.3.1.2. Ángulo horario

El ángulo horario de un punto terrestre se define como el ángulo existente entre el meridiano de dicho punto y el meridiano en el que se encuentra el Sol, es decir, el ángulo que necesita girar la Tierra para hacer coincidir el punto en cuestión debajo del Sol.

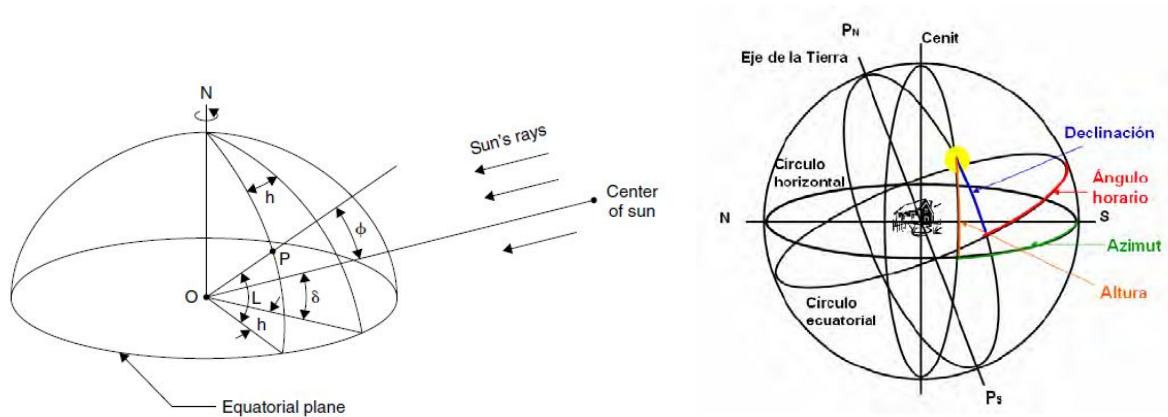


Figura 4.3 Definición de la geometría solar [35].

El ángulo horario se puede medir en horas o en grados. Cada hora equivale a 15° . Toma valores positivos para horas después del mediodía, donde su valor es cero. En función de la hora solar local, el ángulo horario se calcula como

$$\omega = (AST - 12) \cdot 15^\circ \quad (4.4)$$

Donde AST es la hora del día.

4.3.1.3. Altura solar

La distancia entre el Sol y el horizonte es lo que se conoce como altura solar, α (figura 4.3).

$$\text{sen}(\alpha) = \text{sen}(\phi) \cdot \text{sen}(\delta) + \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \quad (4.5)$$

4.3.1.4. Ángulo acimutal

El ángulo acimutal se mide en el plano horizontal como el ángulo comprendido entre el eje Norte-Sur y la proyección del Sol sobre dicho plano.

$$\text{sen}(\gamma) = \frac{\cos(\delta) \cdot \text{sen}(\omega)}{\cos(\alpha)} \quad (4.6)$$

4.3.1.5. Ángulo de incidencia

El ángulo de incidencia es el ángulo formado por los rayos solares con la normal a la superficie de incidencia.

Una vez se han calculado los diferentes ángulos que influyen en la determinación del ángulo de incidencia, se puede obtener, por medio de la ecuación 4.2, el valor numérico que alcanza este ángulo.

4.3.2. Eficiencia óptica del colector

Los sistemas de concentración utilizan relaciones ópticas para poder aprovechar de mejor manera la energía procedente del Sol. Son sistemas que interponen un medio óptico entre el Sol y el fluido de trabajo.

El parámetro más importante que se busca obtener es la eficiencia óptica del colector. Este valor da una idea del rendimiento que tiene el sistema de concentración. Es un dato clave para la determinación de la cantidad de energía que se puede obtener del Sol y está influenciado por las pérdidas ópticas del sistema.

La expresión que determina este valor es la siguiente [35]

$$\eta_o = \rho_{esp} \cdot \tau_{cristal} \cdot \alpha_{abs} \cdot \xi \cdot [(1 - A_f \cdot \tan(\theta)) \cdot \cos(\theta)] \quad (4.7)$$

Donde, ρ_{esp} es la reflectividad del espejo, $\tau_{cristal}$ es la transmitancia del cristal, α_{abs} es el coeficiente de absorción del receptor, ξ es el factor de interceptación (ecuación 4.19) y A_f es el factor geométrico (ecuación 4.14).

4.3.2.1. Ángulo y radio de borde

En la figura 4.2 aparecen dos valores llamados ángulo de borde, ϕ_{rim} , y radio de borde, r_{rim} . Estos parámetros son función de la geometría del colector y bien se calculan o vienen determinados por el fabricante. Aunque no son relevantes para el cálculo, se comentará, a modo meramente informativo, como se obtendrían estos valores.

El primero es el ángulo comprendido entre un extremo de la parábola y la vertical que atraviesa el foco. Por relaciones geométricas

$$\phi_{rim} = 2 \cdot \tan^{-1} \left(\frac{W_a}{4 \cdot f} \right) \quad (4.8)$$

Donde W_a es la apertura del colector y f es la distancia focal de la parábola.

El radio de borde, es la distancia desde el foco al extremo de la parábola.

$$r_{rim} = \frac{2 \cdot f}{1 + \cos(\phi_{rim})} \quad (4.9)$$

4.3.2.2. Factor de concentración

Como su propio nombre indica, los colectores de concentración parabólicos concentran la energía en un punto. El factor que define esta propiedad es el factor de concentración.

$$C = \frac{W_a}{\pi \cdot D_{ext_abs}} \quad (4.10)$$

Se define como la relación entre el área de apertura del colector y el área del receptor. Este valor es siempre mayor que la unidad. El máximo que puede alcanzar el factor de

concentración es tema de investigación. Idealmente, en sistemas con un colector y mecanismo de orientación perfectos, el máximo únicamente depende del disco solar y del ángulo de aceptación. Para mecanismos de orientación de un eje el máximo es de 216, mientras que para seguimiento total se tiene un factor de concentración de 46000. En los colectores cilíndrico-parabólicos reales, aparecen errores en la superficie debido al proceso de fabricación y montaje, y a las irregularidades del sistema de posicionamiento.

4.3.2.3. Factor geométrico

El factor geométrico está determinado por las dimensiones y características del colector. Se trata de un factor que tienen en cuenta la pérdida de la superficie de apertura debido a efectos anormales de incidencia. Así pues, la superficie de apertura teórica se verá reducida por efectos de bloqueo, sombras y pérdidas de radiación reflejada desde los espejos hasta el final del receptor.

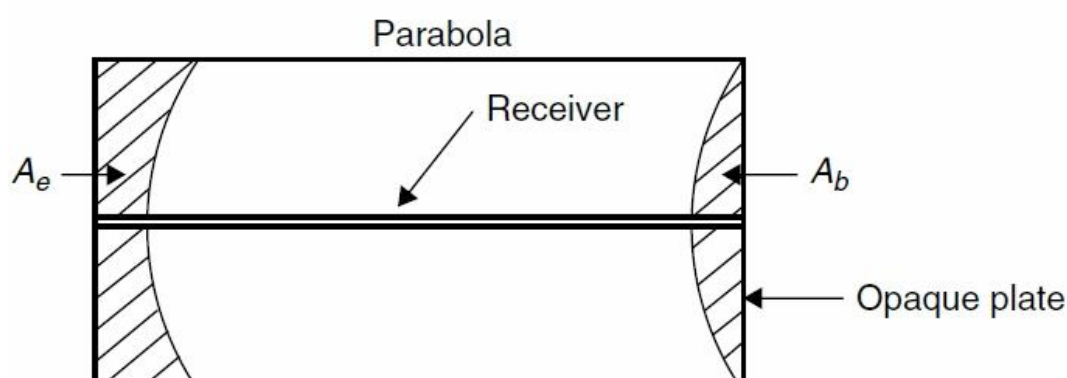


Figura 4.4 End effect y sombras en el colector [35].

El primer efecto que merma el área de apertura es el llamado *end effect*. Este efecto se debe a que algunos rayos reflejados en las inmediaciones del final del colector no llegan a interceptar al tubo receptor. La modelización de este problema está reflejada por la siguiente ecuación

$$A_e = f \cdot W_a \cdot \tan(\theta) \cdot \left[1 + \frac{W_a^2}{48 \cdot f^2} \right] \quad (4.11)$$

Otro efecto a tener en cuenta es el de bloqueo por efectos de sombras. Los colectores cilíndrico-parabólicos suelen llevar en sus extremos unas placas opacas que previenen de altas concentraciones en lugares que no sean el tubo receptor para protegerlos frente a las altas temperaturas que se alcanzan. De este modo, una parte del colector queda en sombra. En el caso de que los platos opacos vayan de borde a borde, el área de bloqueo es

$$A_b = \frac{2}{3} \cdot W_a \cdot h_p \cdot \tan(\theta) \quad (4.12)$$

La suma de estas dos áreas son las pérdidas que se tienen en el área de apertura. El factor del ángulo de incidencia es el mismo que el que aparece en la *ecuación 4.7* de la eficiencia óptica. Por lo tanto, para no tenerlo en cuenta dos veces, se omite en estas dos últimas ecuaciones.

$$A_{loss} = A_e + A_b \quad (4.13)$$

Finalmente, el factor geométrico se define como la relación entre el área perdida y el área teórica del colector

$$A_f = \frac{A_{loss}}{W_a \cdot L_{colector}} \quad (4.14)$$

4.3.2.4. Factor de interceptación

No toda la energía reflejada por el espejo parabólico es captada por el tubo receptor, sino que hay una parte de ella que se pierde. Así se define el factor de interceptación, la relación entre la energía interceptada por el tubo receptor y la energía que llega al sistema de concentración. Su cálculo depende del tamaño del receptor, de los errores ópticos de los espejos y de la difusión de la radiación solar.

Los errores ópticos son de carácter aleatorio y no aleatorio. Los primeros se representan habitualmente con una distribución normal. Estos errores son debidos a cambios en la anchura del Sol, a la dispersión y difusión de la superficie reflectante, al cambio de la forma de la parábola debido al viento y al tipo de estructura soporte empleada. Su modelización se realiza estadísticamente determinando la desviación típica del total de la radiación reflejada en incidencia normal [35].

$$\sigma_{al} = \sqrt{\sigma_{sun}^2 + 4 \cdot \sigma_{slope}^2 + \sigma_{mirror}^2} \quad (4.15)$$

Los errores no aleatorios se determinan por datos del error del desalineamiento del ángulo, β_{error} y el desplazamiento del receptor del foco de la parábola, d_r . Los errores de desalineamiento del ángulo son debidos a la precisión del sistema de seguimiento y al proceso de montaje del colector. En el caso de los errores de desplazamiento del receptor, están

influenciados por las tolerancias en el proceso de fabricación, el proceso de montaje de los colectores, el transporte de los colectores hasta el campo solar y las tolerancias creadas durante la operación debido a cargas mecánicas y térmicas.

Para la determinación de estos valores se recurre a los valores dados por Güven et al. [32].

Tabla 4.1 Errores del factor de interceptación [32].

Errores aleatorios y no aleatorios		
Error aleatorio (rad)	σ_{al}	0,0064
Error de desalineamiento angular (°)	β_{error}	0,25
Error de desplazamiento del receptor (mm)	d_r	3,10

Como estos tres errores tienen el mismo efecto en el eje y, se usa un único parámetro para contabilizar ambos errores. Los errores aleatorios y no aleatorios pueden ser combinados con la geometría del colector, el factor de concentración y el diámetro del receptor para dar unos parámetros de error universales para cualquier geometría de colector. Para distinguir estos parámetros de los definidos anteriormente se utilizara un asterisco. De este modo se tiene un error universal aleatorio, un error universal no aleatorio debido a los efectos angulares y un error universal no aleatorio debido al desplazamiento del receptor.

$$\sigma_{al}^* = \sigma_{al} \cdot C \quad (4.16)$$

$$\beta_{error}^* = \beta_{error} \cdot C \quad (4.17)$$

$$d_r^* = \frac{d_r}{D_{ext_abs}} \quad (4.18)$$

Una vez definidos los errores se puede calcular el factor de interceptación que se expresa como [35]

$$\begin{aligned} \xi &= \frac{1 + \cos(\varphi_r)}{2 \sin(\varphi_r)} \int_0^{\varphi_r} \text{Erf} \left[\frac{\sin(\varphi_r) [1 + \cos(\varphi)] [1 - 2d_r^* \sin(\varphi)] - \pi \beta_{error}^* [1 + \cos(\varphi_r)]}{\sqrt{2} \pi \sigma_{al}^* [1 + \cos(\varphi_r)]} \right] \\ &- \text{Erf} \left[- \frac{\sin(\varphi_r) [1 + \cos(\varphi)] [1 - 2d_r^* \sin(\varphi)] - \pi \beta_{error}^* [1 + \cos(\varphi_r)]}{\sqrt{2} \pi \sigma_{al}^* [1 + \cos(\varphi_r)]} \right] \frac{d\varphi}{[1 + \cos(\varphi)]} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Donde, Erf es la función error.

4.3.2.5. Eficiencia óptica

Como se puede ver en la *ecuación 4.7*, las pérdidas ópticas no sólo son el factor de interceptación y la pérdida de área de apertura, sino que también influyen las propiedades de los materiales involucrados en el proceso.

El primer factor que reduce la eficiencia óptica es el coeficiente de reflexión de los espejos. No toda la radiación incidente en los espejos se refleja hacia el tubo receptor. Este coeficiente evalúa la fracción de radiación que finalmente llega al receptor. Este valor al igual que el siguiente factor, el coeficiente de transmisión de la carcasa de cristal, está influenciado por la suciedad que pueda depositarse sobre estas superficies. Las partículas de polvo o suciedad reducen las propiedades reflectantes y transmisoras.

El segundo factor es, como se acaba de mencionar, el coeficiente de transmisión de la carcasa de cristal que rodea al tubo receptor. La radiación al incidir sobre un cuerpo, sufre procesos de reflexión, absorción, y transmisión, repartiéndose toda ella entre estos tres mecanismos. Los cristales utilizados en estas aplicaciones requieren un alto coeficiente de transmisión. Para ellos se dota a ambas caras del tubo de vidrio de tratamientos anti-reflexivos que mejoren esta propiedad.

Por último, el material del tubo receptor absorbe una cierta cantidad de energía. Esta fracción de energía absorbida debe ser la mayor posible, siendo esta la razón por la que se emplean materiales selectivos de alta absorción.

Estas propiedades requieren que tengan altos valores, próximos a su valor máximo que es la unidad. Sin embargo, con el paso del tiempo estos valores disminuyen, reduciendo la eficiencia óptica del colector.

Haciendo uso de la *ecuación 4.7* se puede obtener el valor de la eficiencia óptica del colector.

4.4. Cálculos térmicos

Una vez desarrollado el análisis óptico del colector, se puede continuar con los cálculos para determinar la potencia térmica de la que se dispone en el fluido para poder intercambiar con el ciclo de potencia. Para ello es necesario conocer el valor de las pérdidas que se producen en el sistema. Para hacer un cálculo más preciso, estas pérdidas se calcularán para cada uno de los tramos en los que quedarán divididos los colectores que forman el lazo. La razón de operar de esta manera radica en que la temperatura que se tiene en el colector no se mantiene constante a medida que se avanza en el lazo debido al incremento de temperatura que sufre el fluido.

El proceso que se va a llevar a cabo ha sido desarrollado de forma iterativa ante la existencia de algunas variables que son parámetros iniciales y que, a su vez, también forman parte de la solución.

La metodología seguida tiene una cierta relación con la teoría utilizada en diferentes libros que tratan sobre la transferencia de calor [30]. No obstante, una novedad del presente proyecto es la adaptación de dicha teoría al problema concreto que se está tratando. No se ha encontrado en la literatura consultada una metodología similar a la aplicada aquí para los colectores solares.

4.4.1. Temperaturas iniciales

Al igual que todo método iterativo, es preciso determinar el valor de algunos parámetros iniciales que irán cambiando su valor a lo largo del proceso hasta converger en un único valor que se tomará como solución final. Estos valores se refieren a las diferentes temperaturas que están presentes en las diferentes partes del colector.

El primer valor es la temperatura de entrada del fluido a los colectores, $T_{in.f.colector}$. Se trata de una temperatura común a todos los lazos puesto que el fluido proviene del tanque frío de almacenamiento que se encuentra una temperatura constante.

Las propiedades del fluido y del aire son dependientes de la temperatura y, por lo tanto, en función de la parte de la sección del colector que se esté trabajando se tendrán unas temperaturas u otras. Por ello es preciso definir estas temperaturas que son función a su vez de otras temperaturas como la del tubo receptor, la de la carcasa de cristal y la del fluido.

Los valores iniciales que se van a tomar para estas últimas tres temperaturas son los siguientes

$$T_{f.inicial} = T_{in.f.colector} \quad (4.20)$$

$$T_{cristal.inicial} = \frac{T_{f.inicial} + T_{amb}}{2} \quad (4.21)$$

$$T_{abs.inicial} = \frac{T_{f.inicial} + T_{cristal.inicial}}{2} \quad (4.22)$$

Donde $T_{f.inicial}$ es la temperatura del fluido que se tiene a la entrada al tramo objeto de análisis, T_{amb} es la temperatura ambiente, $T_{cristal.inicial}$ es la temperatura del cristal y $T_{abs.inicial}$ es la temperatura del tubo receptor.

Estas dos últimas temperaturas son una media entre la cara externa e interna del elemento correspondiente. Sin embargo, las resistencias térmicas tanto del tubo receptor como de la carcasa de cristal tienen un valor muy pequeño, no existiendo mucha diferencia entre ambas caras, exterior e interior.

Se puede comprobar que el criterio que se ha seguido a la hora de inicializar estos valores ha sido el de coger un valor medio entre las dos temperaturas más próximas.

4.4.2. Velocidad del fluido y caudal másico

La velocidad del fluido es otro dato de especial interés. Esta velocidad está condicionada a asegurar un régimen turbulento que permita la correcta refrigeración de los tubos receptores. Sin embargo, tampoco puede ser excesivamente elevada puesto que elevaría la pérdida de carga y crearía un desgaste prematuro en la red de tuberías incrementando los costes por parada y reposición. Los valores habituales que se toman para este parámetro suelen estar comprendidos entre 1 y 3 m/s.

Con el valor de la velocidad, las características del tubo receptor y la densidad del fluido se puede obtener fácilmente el caudal másico que circulará por cada uno de los colectores nada más que relacionando estos valores entre ellos.

$$m_f = \frac{\rho_f(T_f) \cdot \pi \cdot D_{int_abs}^2 \cdot v_f}{4} \quad (4.23)$$

4.4.3. Superficie del tubo receptor y de la carcasa de cristal

Para la determinación del coeficiente de pérdidas es preciso obtener las superficies existentes en el colector. Estas superficies son la del tubo receptor, la de la carcasa de cristal y el área de apertura real.

El tubo receptor, por tratarse de un cilindro, tendrá una superficie de

$$A_{abs} = \pi \cdot D_{ext_abs} \cdot L_{colector} \quad (4.24)$$

Del mismo modo, para la carcasa de cristal se tiene

$$A_{cristal} = \pi \cdot D_{ext_cristal} \cdot L_{colector} \quad (4.25)$$

El área de apertura real es igual a la superficie de apertura menos la superficie cubierta por el tubo receptor y la superficie de sombras compuesta por los efectos de borde y de los platos opacos calculada con la *ecuación 4.13*.

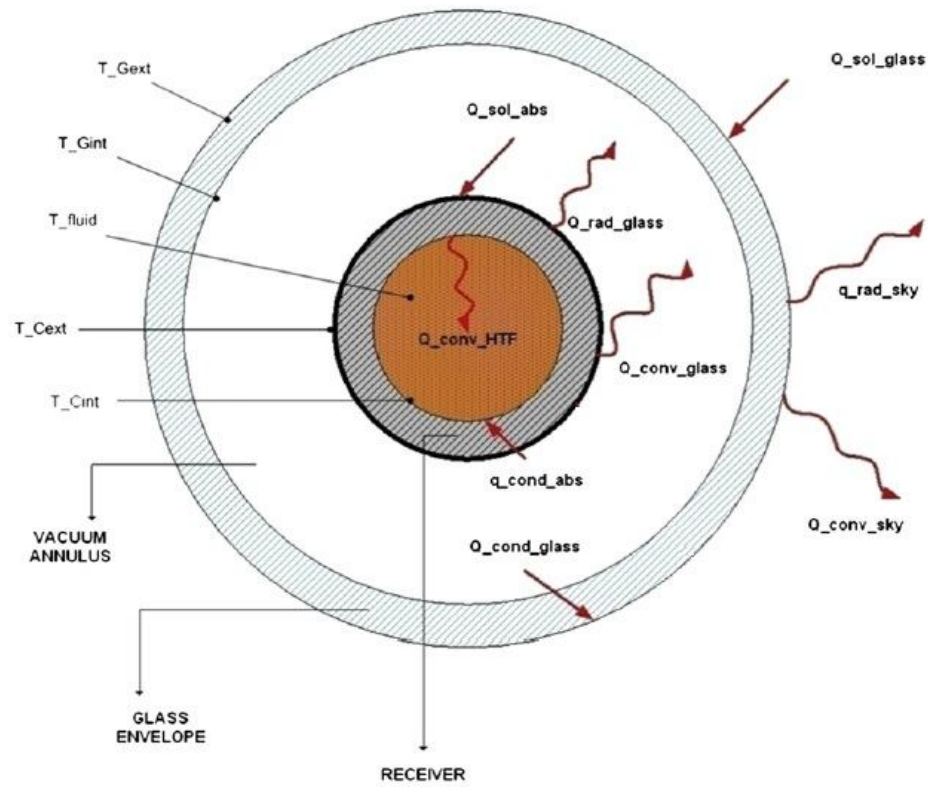
$$A_{a.unshaded} = (W_a - D_{ext_cristal}) \cdot L_{colector} - A_{loss} \quad (4.26)$$

Estas áreas se han definido con la longitud del colector, sin embargo, dependiendo a que se esté refiriendo, se utiliza dicha longitud o la longitud del tramo si se está integrando la temperatura del fluido tramo a tramo.

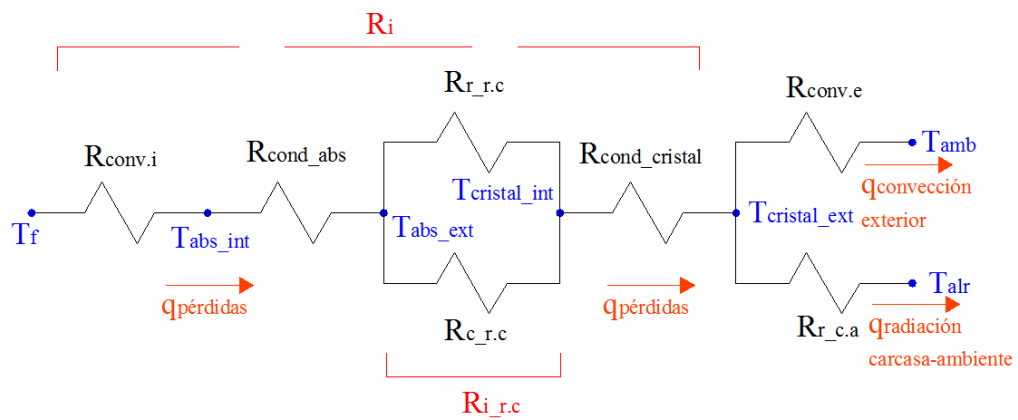
4.4.4. Pérdidas térmicas y potencia útil

La determinación de las pérdidas térmicas se realiza por medio de la analogía eléctrica del sistema del tubo receptor. La energía procedente del Sol incidirá en el tubo receptor desde donde se transportará hacia el fluido por medio de fenómenos de conducción, convección y radiación, teniendo en cuenta las pérdidas ópticas inherentes al sistema de concentración. De este modo, se puede tratar al tubo receptor como un cuerpo rodeado por una temperatura ambiente y cuyo fluido interior se encuentra a elevada temperatura. Por lo tanto, existirá un flujo de calor hacia el exterior del tubo que es lo que se denominará pérdidas del colector.

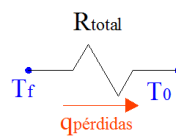
Los flujos de calor que aparecen desde el interior del tubo receptor hasta el exterior están representados en la *figura 4.5 (a)*.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.5 Pérdidas térmicas en el colector [42]. (a) Esquema del colector. (b) Circuito térmico equivalente. (c) Circuito térmico equivalente simplificado.

En la *figura 4.5 (b)* aparece representado el circuito térmico equivalente. En total aparecen siete resistencias térmicas,

$R_{conv.i} \equiv$ Resistencia térmica debida a la convección interior del fluido $[K/W]$

$R_{cond_abs} \equiv$ Resistencia térmica debida a la conducción del receptor $[K/W]$

$R_{r_r.c} \equiv$ Resistencia térmica debida a la radiación entre el receptor y la carcasa $[K/W]$

$R_{c_r.c} \equiv$ Resistencia térmica debida a la convección entre el receptor y la carcasa $[K/W]$

$R_{cond_cristal} \equiv$ Resistencia térmica debida a la conducción de la carcasa de cristal $[K/W]$

$R_{conv.e} \equiv$ Resistencia térmica debida a la convección del aire exterior $[K/W]$

$R_{r_c.a} \equiv$ Resistencia térmica debida a la radiación entre la carcasa y el ambiente $[K/W]$

Este esquema puede ser simplificado realizando la asociación de todas las resistencias en una resistencia total, resultando el esquema de la *figura 4.5 (c)*. La temperatura que aparece a la derecha, T_0 , es una temperatura equivalente de las temperaturas exteriores como posteriormente se deducirá.

4.4.4.1. Temperatura equivalente exterior

El calor perdido desde el interior hasta la carcasa de cristal se divide en dos hasta llegar al ambiente.

$$q_{p\acute{e}rdidas} = q_{convecci\acute{o}n\ exterior} + q_{radiaci\acute{o}n\ carcasa-ambiente} \quad (4.27)$$

Esta ecuaci3n se puede escribir en t3rminos de las temperaturas y resistencias t3rmicas involucradas en el proceso.

$$\frac{T_f - T_{cristal}}{R_{conv.i} + R_{cond_abs} + R_{i_r.c} + R_{cond_cristal}} = \frac{T_{cristal} - T_{amb}}{R_{conv.e}} + \frac{T_{cristal} - T_{alr}}{R_{r_c.a}}$$

$$\frac{T_f - T_{cristal}}{R_i} = \frac{T_{cristal} - T_{amb}}{R_{conv.e}} + \frac{T_{cristal} - T_{alr}}{R_{r.c.a}} \quad (4.28)$$

Donde, $R_{i.r.c}$ es el paralelo de la resistencia de radiación y de convección entre el tubo receptor y la carcasa de cristal, y R_i es la suma de las resistencias interiores.

$$R_{i.r.c} = \frac{R_{c.r.c} \cdot R_{r.r.c}}{R_{c.r.c} + R_{r.r.c}} \quad (4.29)$$

$$R_i = R_{conv.i} + R_{cond.abs} + R_{i.r.c} + R_{cond.cristal} \quad (4.30)$$

La temperatura del cristal se puede despejar de la ecuación 4.28.

$$\begin{aligned} T_{cristal} \left(\frac{1}{R_{conv.e}} + \frac{1}{R_{r.c.a}} + \frac{1}{R_i} \right) &= \frac{T_f \cdot R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} + T_{alr} \cdot R_{conv.e} \cdot R_i + T_{amb} \cdot R_{r.c.a} \cdot R_i}{R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} \cdot R_i} \\ T_{cristal} \left(\frac{R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} + R_{conv.e} \cdot R_i + R_{r.c.a} \cdot R_i}{R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} \cdot R_i} \right) &= \frac{T_f \cdot R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} + T_{alr} \cdot R_{conv.e} \cdot R_i + T_{amb} \cdot R_{r.c.a} \cdot R_i}{R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} \cdot R_i} \\ T_{cristal} &= \frac{T_f \cdot R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} + T_{alr} \cdot R_{conv.e} \cdot R_i + T_{amb} \cdot R_{r.c.a} \cdot R_i}{R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} + R_{conv.e} \cdot R_i + R_{r.c.a} \cdot R_i} \end{aligned} \quad (4.31)$$

Para calcular la temperatura equivalente exterior es necesario obtener la expresión de la resistencia térmica total por medio de una simple asociación de resistencias en serie y paralelo.

$$R_{total} = R_i + \frac{R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a}}{R_{conv.e} + R_{r.c.a}} = \frac{R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} + R_{conv.e} \cdot R_i + R_{r.c.a} \cdot R_i}{R_{conv.e} + R_{r.c.a}} \quad (4.32)$$

Una vez determinada la resistencia térmica total se puede hacer una equivalencia entre el circuito térmico y el circuito simplificado (Fig. 4.5b y Fig. 4.5c).

$$q_{p\acute{e}rdidas} = \frac{T_f - T_{cristal}}{R_i} = \frac{T_f - T_0}{R_{total}} \quad (4.33)$$

Introduciendo la ecuación 4.31 se obtiene finalmente la temperatura equivalente exterior.

$$\begin{aligned} T_f - \frac{T_f \cdot R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} + T_{alr} \cdot R_{conv.e} \cdot R_i + T_{amb} \cdot R_{r.c.a} \cdot R_i}{R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} + R_{conv.e} \cdot R_i + R_{r.c.a} \cdot R_i} \\ = \frac{(T_f - T_0) \cdot (R_{conv.e} + R_{r.c.a})}{R_{conv.e} \cdot R_{r.c.a} + R_{conv.e} \cdot R_i + R_{r.c.a} \cdot R_i} \\ T_f \cdot \frac{(R_{conv.e} \cdot R_{\ddot{r}} + R_{r.c.a} \cdot R_{\ddot{r}}) - T_{alr} \cdot R_{conv.e} \cdot R_{\ddot{r}} - T_{amb} \cdot R_{r.c.a} \cdot R_{\ddot{r}}}{R_{\ddot{r}}} \\ = (T_f - T_0) \cdot (R_{conv.e} + R_{r.c.a}) \\ T_0 = \frac{T_{alr} \cdot R_{conv.e} + T_{amb} \cdot R_{r.c.a}}{R_{conv.e} + R_{r.c.a}} \end{aligned} \quad (4.34)$$

La obtención y utilización de esta temperatura es una novedad del presente proyecto, no habiéndose encontrado un análisis similar en la literatura consultada.

Obsérvese que si $T_{alr} = T_{amb}$ entonces T_0 es similar a esta temperatura.

4.4.4.2. Potencia útil

El cálculo de la potencia útil y, derivada de él, la temperatura de salida del fluido al final de un lazo de colectores hace necesario desarrollar un método que se adapte al proceso físico que está ocurriendo en el seno de los colectores.

El problema que se está tratando se encuentra entre dos modelos diferentes explicados en la teoría que se puede consultar en cualquier libro especializado sobre la materia, en este caso *Fundamentos de transferencia de calor* (Incropera, F. P., 1999) [33] y que han sido tenidos en cuenta a la hora de desarrollar el procedimiento de cálculo que a continuación se detalla.

Estos dos modelos son el de flujo de calor constante y el de temperatura superficial constante. El primero de ellos tiene en común con este proyecto que la radiación solar se

supone constante a lo largo de un periodo de tiempo y, por lo tanto, el flujo de calor. Sin embargo, al existir unas pérdidas que varían en función de la posición en el lazo de colectores, la realidad no es tan ideal como se cree. El segundo modelo, de temperatura superficial constante, tampoco se adapta a lo que se está estudiando puesto que, la temperatura también varía a lo largo del colector.

La solución que se ha adoptado en este caso es la de asumir una temperatura constante exterior, T_0 , a lo largo de un elemento diferencial de tubo receptor. De este modo, se puede llevar a cabo un análisis según este modelo. Para ello se divide la longitud del colector en tramos en los que se pueda considerar dicha hipótesis. La condición de contorno entre un tramo y otro es la imposición de que la temperatura a la salida de un tramo es la misma que la de entrada al tramo siguiente.

$$T_{out}^{k-1} = T_{in}^k$$

Realizando un balance de energía por unidad de longitud de tubo receptor se obtiene

$$q'_{\text{útil}} = q'_{\text{sol}} - q'_{\text{pérdidas}} \quad (4.35)$$

Donde, q'_{sol} es la potencia procedente del sol por unidad de longitud y $q'_{\text{pérdidas}}$ es la potencia perdida por unidad de longitud.

$$q'_{\text{sol}} = \frac{q_{\text{sol}}}{L_{\text{tramo}}} = G_B \cdot \eta_o \cdot W_a \quad (4.36)$$

$$q'_{\text{pérdidas}} = \frac{q_{\text{pérdidas}}}{L_{\text{tramo}}} = \frac{T_f - T_0}{R_{\text{total}} \cdot L_{\text{tramo}}} \quad (4.37)$$

A su vez,

$$\dot{m}_f \cdot c_{pf} \cdot \frac{dT_f}{dx} = q'_{\text{útil}} = G_B \cdot \eta_o \cdot W_a - \frac{T_f - T_0}{R_{\text{total}} \cdot L_{\text{tramo}}} \quad (4.38)$$

Puesto que se va a dividir el colector en diferentes tramos para realizar los cálculos y poder asumir la hipótesis de temperatura constante, se emplea la longitud del tramo en cuestión.

Donde, \dot{m}_f es el flujo másico que circula por el lazo, c_{pf} es el calor específico del fluido a presión constante, T_f es la temperatura del fluido, G_B es el valor de la radiación solar por unidad de superficie, η_o es el rendimiento óptico del colector, W_a es el valor de apertura del colector, R_{total} es la resistencia total del circuito térmico equivalente simplificado, T_0 es la temperatura equivalente exterior y L_{tramo} es la longitud del tramo que se está teniendo en cuenta para los cálculos, incluyendo la evaluación de las resistencias térmicas.

Esta expresión se puede reorganizar de la siguiente manera para su posterior integración

$$\begin{aligned} \dot{m}_f \cdot c_{pf} \cdot \frac{dT_f}{dx} &= \frac{1}{R_{total} \cdot L_{tramo}} \cdot [G_B \cdot \eta_o \cdot W_a \cdot R_{total} \cdot L_{tramo} - (T_f(x) - T_0)] \\ &= \frac{-\theta(x)}{R_{total} \cdot L_{tramo}} \end{aligned} \quad (4.39)$$

Donde,

$$\theta(x) = T_f(x) - T_0 - G_B \cdot \eta_o \cdot W_a \cdot R_{total} \cdot L_{tramo} \quad (4.40)$$

Para simplificar más los cálculos, se introduce una nueva variable compuesta por la la temperatura equivalente exterior y la contribución de la radiación solar.

$$T_{eq0} = T_0 + G_B \cdot \eta_o \cdot W_a \cdot R_{total} \cdot L_{tramo} \quad (4.41)$$

La utilización de esta temperatura equivalente es otra de las aportaciones del presente proyecto que ayuda a simplificar el análisis térmico del problema.

Y por lo tanto,

$$\theta(x) = T_f(x) - T_{eq0} \quad (4.42)$$

Integrando la ecuación diferencial 4.39, y teniendo en cuenta la poca variabilidad con la temperatura que existe en el calor específico,

$$\ln\left(\frac{\theta(x)}{\theta(0)}\right) = \frac{-x}{R_{total} \cdot L_{tramo} \cdot \dot{m}_f \cdot c_{pf}} \quad (4.43)$$

$$\frac{T_f(x) - T_{eq0}}{T_f(0) - T_{eq0}} = \exp\left(-\left(\frac{x}{L_{tramo}}\right) \frac{1}{R_{total} \cdot \dot{m}_f \cdot c_{pf}}\right) \quad (4.44)$$

Esta expresión nos da la variación de la temperatura a lo largo del tubo receptor y permite obtener la temperatura de salida del fluido en el tramo que se esté evaluando.

$$T_f(L_{tramo}) = T_{ouf.f}$$

$$T_f(0) = T_{in.f}$$

Ahora se puede realizar un balance de energía general

$$\dot{m}_f \cdot c_{pf} \cdot (T_{ouf.f} - T_{in.f}) = q_{\text{útil}} \quad (4.45)$$

$$\dot{m}_f \cdot c_{pf} \cdot (T_{ouf.f} - T_{eq0} - T_{in.f} + T_{eq0}) = q_{\text{útil}} \quad (4.46)$$

Despejando de la *ecuación 4.44* el producto del caudal másico por el calor específico y sustituyéndolo en esta ecuación se obtiene,

$$q_{\text{útil}} = \frac{(T_{eq0} - T_{in.f}) - (T_{eq0} - T_{ouf.f})}{\ln\left(\frac{T_{eq0} - T_{in.f}}{T_{eq0} - T_{ouf.f}}\right)} \cdot \frac{1}{R_{total}} = \frac{\Delta T_{lm}}{R_{total}} \quad (4.47)$$

Llegado a este punto ya se pueden obtener las nuevas temperaturas de interés para la nueva iteración nada más que haciendo la analogía con el circuito térmico mostrado en la *figura 4.5*. Para ello es necesario conocer el valor de las pérdidas térmicas restando a la potencia procedente del Sol la potencia útil.

$$q_{\text{pérdidas}} = G_B \cdot \eta_o \cdot W_a \cdot L_{tramo} - q_{\text{útil}} \quad (4.48)$$

La nueva temperatura media del fluido para el siguiente tramo se obtiene como una temperatura media logarítmica entre la entrada y la salida.

$$T_f = T_{eq0} - \Delta T_{lm} \quad (4.49)$$

Haciendo uso del valor de las pérdidas y de la temperatura media del fluido se pueden calcular las demás temperaturas que se emplearán en la como datos de partida en la siguiente iteración.

$$T_{abs.int} = T_f - q_{pérdidas} \cdot R_{conv.i} \quad (4.50)$$

$$T_{abs.ext} = T_f - q_{pérdidas} \cdot (R_{conv.i} + R_{cond.abs}) \quad (4.51)$$

$$T_{cristal.int} = T_f - q_{pérdidas} \cdot (R_{conv.i} + R_{cond.abs} + R_{i.r.c}) \quad (4.52)$$

$$T_{cristal.ext} = T_f - q_{pérdidas} \cdot (R_{conv.i} + R_{cond.abs} + R_{i.r.c} + R_{cond.cristal}) \quad (4.53)$$

La nueva temperatura del cristal y del tubo receptor será la media entre la interior y exterior de ambos elementos.

$$T_{cristal} = \frac{T_{cristal.int} + T_{cristal.ext}}{2} \quad (4.54)$$

$$T_{abs} = \frac{T_{abs.int} + T_{abs.ext}}{2} \quad (4.55)$$

4.4.4.3. Resistencias térmicas

El siguiente paso a realizar es el de obtener las resistencias térmicas que aparecen en el proceso y que es lo último que falta para cerrar el problema.

4.4.4.3.1. Resistencia de convección debida al aire exterior

La estimación de la resistencia térmica de convección exterior será una combinación entre convección natural y convección forzada. La convección natural se debe a la existencia de una fuerza que ejerce el cuerpo sobre un fluido con gradientes de densidad. La fuerza inducida por el cuerpo procede del campo gravitatorio, mientras que los gradientes de densidad proceden comúnmente de gradientes de temperaturas.

Para estimar estas pérdidas por convección se empleará una correlación que relaciona la convección natural con la convección forzada. De este modo se tiene en cuenta ambos efectos. En el caso de que uno de ellos no sea predominante quedará reflejado con su aportación al Nusselt exterior total [33].

$$Nu_{ext}^n = Nu_F^n + Nu_L^n \quad (4.56)$$

Donde, Nu_{ext} es el número de Nusselt exterior total, Nu_F es el número de Nusselt de convección forzada y Nu_L es el número de Nusselt de convección libre.

El valor de n está determinado por la geometría del problema. En el caso de cilindros se escoge un valor de $n = 4$.

$$Nu_{ext} = (Nu_F^4 + Nu_L^4)^{\frac{1}{4}} \quad (4.57)$$

Las propiedades necesarias para calcular los parámetros necesarios dependen de la temperatura. Es por ello, que será necesario definir una temperatura media entre el ambiente y la carcasa de cristal con estas dos temperaturas.

$$T_{m.c.a} = \frac{T_{amb} + T_{cristal}}{2} \quad (4.58)$$

Convección forzada

La convección forzada dependerá de la velocidad del viento por medio del número de Reynolds. El resultado de este número adimensional determinará los coeficientes de la correlación de Hilpert para calcular el Nusselt de convección forzada.

$$Re_{ext} = \frac{\rho_{aire}(T_{m.c.a}) \cdot v_{viento} \cdot D_{ext_cristal}}{\mu_{aire}(T_{m.c.a})} \quad (4.59)$$

El número de Prandtl será

$$Pr_{ext} = \frac{c_{p,aire}(T_{m.c.a}) \cdot \mu_{aire}(T_{m.c.a})}{k_{aire}(T_{m.c.a})} \quad (4.60)$$

Donde, ρ_{aire} , μ_{aire} , $c_{p,aire}$ y k_{aire} son la densidad, viscosidad, calor específico a presión constante y conductividad térmica del aire respectivamente, v_{viento} es la velocidad del viento y $D_{ext_cristal}$ es el diámetro exterior de la carcasa de cristal que rodea al tubo receptor.

La correlación de Hilpert para calcular el número de Nusselt tiene la siguiente forma.

$$Nu_F = C \cdot Re_{ext}^m \cdot Pr_{ext}^{\frac{1}{3}} \quad (4.61)$$

Aunque todavía no se conozca el valor del Re_{ext} , se puede adelantar que estará comprendido entre los valores de 4000 y 40000. Por lo tanto, las constantes tomarán los valores $C = 0,193$ y $m = 0,618$ [33].

Convección natural

La convección natural utiliza el número de Grashof como alternativa al Reynolds en convección forzada. Relaciona las fuerzas de empuje y las fuerzas de inercia.

$$Gr = \frac{g \cdot \beta_{aire}(T_{m_c.a}) \cdot (T_{cristal} - T_{amb}) \cdot D_{ext_cristal}^3}{\nu_{aire}^2(T_{m_c.a})} \quad (4.62)$$

Donde ν_{aire} es la viscosidad cinemática del aire, resultado de dividir la viscosidad dinámica por la densidad del aire, y g es el valor de la gravedad.

Con este valor y el Pr_{ext} se puede obtener el número de Rayleigh nada más que multiplicando ambos números adimensionales.

$$Ra = Gr \cdot Pr_{ext} \quad (4.63)$$

Para el caso de un cilindro horizontal como es este caso, el número de Nusselt de convección natural se puede expresar haciendo uso de la correlación de Churchill y Chu [33].

$$Nu_L = \left[0,60 + \frac{0,387 \cdot Ra^{\frac{1}{6}}}{\left[1 + \left(\frac{0,559}{Pr_{ext}} \right)^{\frac{9}{16}} \right]^{\frac{8}{27}}} \right]^2 \quad (4.64)$$

Resistencia térmica

Haciendo uso de la definición del Nu se puede calcular la resistencia térmica debida a la convección exterior.

$$R_{conv.e} = \frac{1}{Nu_{ext} \cdot k_{aire}(T_{m.c.a}) \cdot \pi \cdot L_{tramo}} \quad (4.65)$$

4.4.4.3.2. Resistencia de radiación entre la carcasa de cristal y el ambiente

El calor perdido a través de la carcasa hacia el ambiente es proporcional a la cuarta potencia de la temperatura.

$$q_{r.c.a} = A_{sup} \cdot \sigma \cdot \varepsilon_{cristal} \cdot (T_{cristal}^4 - T_{alr}^4) \quad (4.66)$$

Donde A_{sup} es el área de la superficie, σ es la constante de Stefan-Boltzmann, $\varepsilon_{cristal}$ es la emisividad del cristal y T_{alr} es la temperatura de radiación de los alrededores.

Esta ecuación es de aplicación en el caso pequeñas superficies convexas que están completamente rodeadas de otras superficies cóncavas de superficie mucho mayor [32]. En este caso la superficie de la carcasa de cristal es muy pequeña comparada con la superficie del ambiente, que se puede considerar una superficie cóncava infinita con un factor de forma o visión igual a la unidad.

Los términos elevados a la cuarta potencia pueden ser linealizados en términos de la diferencia de temperaturas elevados a la primera potencia.

$$\begin{aligned} T_{cristal}^4 - T_{alr}^4 &= (T_{cristal}^2 - T_{alr}^2) \cdot (T_{cristal}^2 + T_{alr}^2) \\ &= (T_{cristal} - T_{alr}) \cdot (T_{cristal} + T_{alr}) \cdot (T_{cristal}^2 + T_{alr}^2) \end{aligned} \quad (4.67)$$

De este modo se puede volver a escribir la ecuación 4.66 como sigue

$$q_{r_{c.a}} = A_{sup} \cdot \sigma \cdot \varepsilon_{cristal} \cdot (T_{cristal} + T_{alr}) \cdot (T_{cristal}^2 + T_{alr}^2) \cdot (T_{cristal} - T_{alr})$$

$$= \frac{(T_{cristal} - T_{alr})}{R_{r_{c.a}}}$$
(4.68)

Despejando, la resistencia de radiación entre la carcasa de cristal y el ambiente, para este tipo de geometría, puede ser estimada de la siguiente forma

$$R_{r_{c.a}} = \frac{1}{\sigma \cdot \varepsilon_{cristal} \cdot (T_{cristal} + T_{alr}) \cdot (T_{cristal}^2 + T_{alr}^2) \cdot A_{cristal}}$$
(4.69)

4.4.4.3.3. Resistencia de radiación entre la carcasa y el tubo receptor

Del mismo modo, el calor perdido entre el tubo receptor y la carcasa de cristal se puede escribir como sigue

$$q_{r_{r.c}} = \frac{A_{sup} \cdot \sigma \cdot (T_{abs}^4 - T_{cristal}^4)}{\frac{1}{\varepsilon_{abs}} + \frac{A_{abs}}{A_{cristal}} \cdot \left(\frac{1}{\varepsilon_{cristal}} - 1 \right)}$$
(4.70)

Esta ecuación se usa en geometrías que tienen cilindros concéntricos como es el caso de un colector cilíndrico-parabólico [35]. En este caso, la resistencia de radiación será igual a

$$R_{r_{r.c}} = \frac{\frac{1}{\varepsilon_{abs}} + \frac{A_{abs}}{A_{cristal}} \cdot \left(\frac{1}{\varepsilon_{cristal}} - 1 \right)}{\sigma \cdot (T_{abs} + T_{cristal}) \cdot (T_{abs}^2 + T_{cristal}^2) \cdot A_{abs}}$$
(4.71)

4.4.4.3.4. Resistencia de convección entre el tubo receptor y la carcasa de cristal

La aparición de esta resistencia viene dada ante el elevado coste de realizar el vacío en el espacio anular del tubo receptor y la carcasa de cristal. Lo que realmente se hace es bajar la presión sin llegar al vacío absoluto. También hay que señalar la dificultad de poder mantener dichas condiciones a lo largo de toda la vida de la instalación, por lo que, dicho vacío se irá perdiendo y penetrará aire en el espacio comprendido entre ambas superficies.

Para el caso de cilindros concéntricos horizontales en el que el interior está a mayor temperatura que el exterior se obtiene la siguiente resistencia térmica [33].

$$R_{c_{r.c}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{ef} \cdot L_{tramo}}{\ln\left(\frac{D_{int_cristal}}{D_{ext_abs}}\right)} \quad (4.72)$$

Donde, k_{ef} es una conductividad térmica efectiva que debe tener el fluido en estado estacionario para transmitir la misma cantidad de calor que transmitiría el fluido en movimiento.

$$\frac{k_{ef}}{k} = 0,386 \cdot \left(\frac{Pr}{0,861 + Pr}\right)^{1/4} \cdot (Ra_c^*)^{1/4} \quad (4.73)$$

Donde,

$$Ra_c^* = \frac{\left(\ln\left(\frac{D_{int_cristal}}{D_{ext_abs}}\right)\right)^4}{L_{tramo}^3 \cdot \left(D_{ext_abs}^{-3/5} + D_{int_cristal}^{-3/5}\right)^5} \cdot Ra \quad (4.74)$$

El cálculo de esta resistencia requiere obtener anteriormente el valor del número de Prandtl y de Rayleigh se opera de igual forma que para obtener la resistencia de convección exterior. Para ello se evalúan las propiedades necesarias para obtener estos valores a la temperatura media en el espacio anular.

$$T_{mrc} = \frac{T_{cristal} + T_{abs}}{2} \quad (4.75)$$

4.4.4.3.5. Resistencia de conducción del tubo receptor

La resistencia de conducción del tubo receptor se calcula como la resistencia térmica de un cilindro.

$$R_{cond_abs} = \frac{\ln\left(\frac{D_{ext_abs}}{D_{int_abs}}\right)}{2 \cdot k_{abs} \cdot \pi \cdot L_{tramo}} \quad (4.76)$$

4.4.4.3.6. Resistencia de conducción de la carcasa de cristal

Del mismo modo se calcula la resistencia de la carcasa de cristal.

$$R_{cond_cristal} = \frac{\ln\left(\frac{D_{ext_cristal}}{D_{int_cristal}}\right)}{2 \cdot k_{cristal} \cdot \pi \cdot L_{tramo}} \quad (4.77)$$

4.4.4.3.7. Resistencia de convección interior

La resistencia de convección interior se calcula por medio de la *correlación de Dittus-Boelter*.

$$Nu_{int} = 0,023 \cdot Re_{int}^{0,8} \cdot Pr_{int}^n \quad (4.78)$$

El valor de n puede tomar los valores de 0,3 o 0,4. La diferencia de la utilización de un valor u otro depende de si se está en una situación de enfriamiento o de calentamiento [33]. Para este caso, aunque aparentemente se esté enfriando el fluido porque se está hablando de pérdidas, no es realmente cierto ya que la radiación solar lo calienta, resultando un efecto neto de calentamiento. Por lo tanto, $n = 0,4$.

Las propiedades del fluido en este caso se evalúan a la temperatura media del fluido.

$$Re_{int} = \frac{\rho_f(T_f) \cdot v_f \cdot D_{int_abs}}{\mu_f(T_f)} \quad (4.79)$$

$$Pr_{int} = \frac{c_{p,f}(T_f) \cdot \mu_f(T_f)}{k_f(T_f)} \quad (4.80)$$

Donde, ρ_f , μ_f , $c_{p,f}$ y k_f son la densidad, viscosidad, calor específico a presión constante y conductividad térmica del fluido respectivamente, v_f es la velocidad del viento y D_{int_abs} es el diámetro interior del tubo receptor.

Haciendo uso de la definición del Nu se puede obtener la resistencia de convección interior.

$$R_{conv.i} = \frac{1}{Nu_{int} \cdot k_f(T_f) \cdot \pi \cdot L_{tramo}} \quad (4.81)$$

4.4.5. Proceso iterativo de cálculo

Una vez están determinados todos los parámetros involucrados en el proceso se puede proceder a realizar los cálculos para determinar las temperaturas del cristal y las pérdidas de cada colector que forma el lazos.

Como ya se ha comentado en anteriores ocasiones, se va a seguir un método iterativo de cálculo con la ayuda de herramientas informáticas, en este caso el programa de cálculo *Matlab*.

Debido al uso de un programa informático y a que las propiedades de los fluidos se suelen tener en tablas, se hará uso de la interpolación lineal de los valores mostrados en sus tablas de propiedades para determinar las propiedades tanto del aire como de la sal fundida en función de la temperatura.

El proceso iterativo para cada colector aparece especificado en la *figura 4.6* y consiste en los siguientes pasos:

1. Se determina el número de tramos en los que se va a dividir el colector y se fijan las temperaturas iniciales del fluido, la carcasa de cristal y el tubo receptor.
2. Se calculan las resistencias térmicas expresadas por las ecuaciones anteriormente desarrolladas.
3. Se calcula la temperatura equivalente exterior, T_0 .
4. Se calcula la temperatura compuesta por la temperatura equivalente exterior y la contribución solar, T_{eq0} .
5. Se calcula la temperatura del fluido a la salida del tramo.
6. Se calcula el “incremento de temperatura logarítmico”, ΔT_{lm} .

7. Se calcula la nueva temperatura media del fluido, la potencia útil y la potencia perdida.
8. Se calculan las nuevas temperaturas de la carcasa de cristal y del tubo receptor.
9. Se compara las temperaturas de la carcasa y del tubo receptor con las de la iteración anterior. Si la diferencia en valor absoluto es menor que la tolerancia impuesta, se toman como válidos los valores de la última iteración. En caso contrario se vuelve al paso primero.
10. Una vez se ha llegado a la convergencia, bastan cuatro o cinco iteraciones para ello, se pasa al siguiente tramo, almacenando antes los valores obtenidos para dicho tramo. La temperatura de salida que se obtiene se emplea como temperatura de entrada para el siguiente tramo.
11. Cuando se han evaluado todos los tramos se procede a sumar las pérdidas de calor en cada tramo y la energía útil, para conocer los valores globales del lazo.

4.5. Ciclo de potencia

Al igual que cualquier otra central térmica, las plantas termosolares convierten una energía en forma de calor en otra energía de forma eléctrica. Para realizar este proceso se emplea un ciclo de vapor, transfiriendo la energía desde las sales fundidas a un flujo de agua que es evaporado y expandido en una turbina.

El cálculo de este ciclo influirá de manera significativa en el dimensionamiento de toda la planta, ya que, el rendimiento que se obtenga determinará cuál es la potencia térmica necesaria en el campo de colectores y, por lo tanto, el número y disposición de estos. Los costes asociados al campo solar tienen una gran importancia siendo unos de los más grandes dentro de toda la instalación.

Con motivo de aumentar la eficiencia de conversión se dotará al ciclo *Rankine* de un recalentamiento intermedio y una serie de regeneraciones para aumentar la temperatura del agua que entra en el generador de vapor y así aumentar la eficiencia térmica de la conversión de energía térmica en energía mecánica.

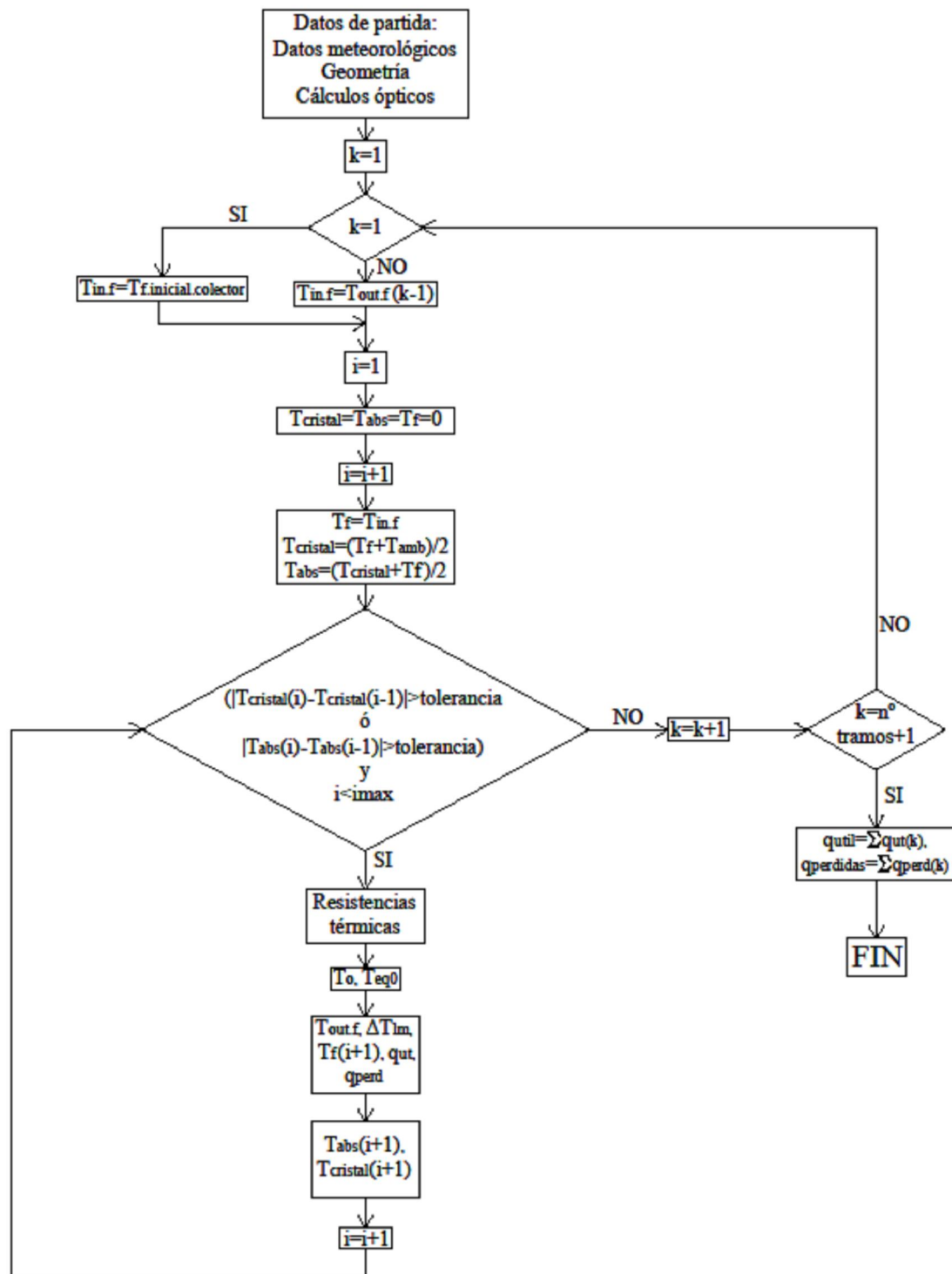


Figura 4.6 Algoritmo de cálculo.

4.5.1. Ciclo

El ciclo empleado en este proyecto se ha tomado de la bibliografía [48]. Éste se compondrá de una turbina dividida en dos etapas, una de alta presión y otra de baja presión. Entre ambas expansiones el vapor volverá a pasar por un intercambiador donde de nuevo elevará su temperatura hasta la temperatura inicial aunque, a una presión inferior.

Después de abandonar la turbina de baja presión, la mezcla de líquido y vapor pasará por un condensador de donde saldrá en forma de líquido saturado. A partir de aquí, elevará su presión hasta la presión del generador de vapor, estando en condiciones de volver a realizar el ciclo.

Durante la expansión en los cuerpos de alta y baja presión, se realizarán una serie de extracciones a determinadas presiones. Estos pequeños flujos de se envían a unos intercambiadores cerrados donde intercambian su energía con el agua procedente del condensador. Una vez realizado este intercambio la extracción correspondiente disminuye su presión por medio de una válvula y se dirige al intercambiador cerrado de la siguiente extracción.

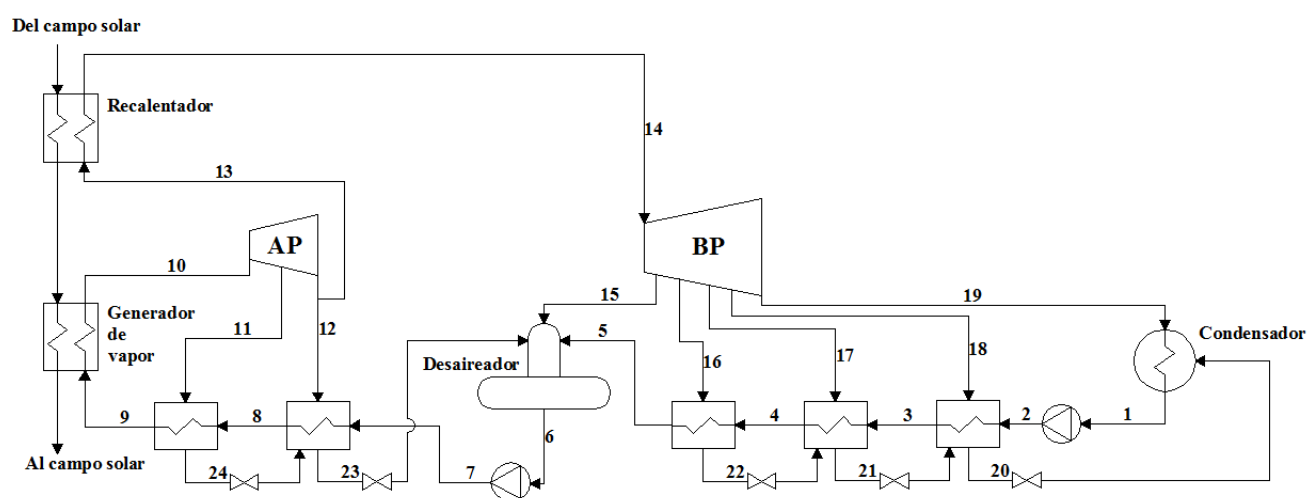


Figura 4.7 Esquema del ciclo [48].

En total se tienen seis extracciones intermedias. Una de ellas, concretamente la primera que se realiza en la turbina de baja presión, es enviada a un desaireador o intercambiador abierto. En este elemento confluyen todos los flujos del ciclo y es desde donde se bombea el agua hacia el generador de vapor. De este modo, la presión de alta se consigue mediante dos aumentos de presión, uno desde la presión del condensador hasta la presión del desaireador, y otro desde esta última presión hasta la presión de alta. Al igual que ocurre a la salida del condensador, a la salida del desaireador se tiene líquido saturado.

La función de este intercambiador abierto es la eliminación del oxígeno y otros gases disueltos en el agua de alimentación, incrementando así la eficiencia del generador de vapor.

4.5.2. Estados termodinámicos del ciclo de vapor

El método de cálculo de un ciclo de vapor de estas características no entraña mayor complicación una vez se han definido los parámetros básicos con los que se quiere que opere el ciclo. Estos datos son las presiones de alta, de cada extracción de la turbina y del condensador. En cuanto a temperaturas, se tiene que tener determinar la temperatura de entrada del vapor a la turbina y las temperaturas de los intercambiadores cerrados. Estas últimas son el *terminal temperature difference* (TTD) y el *drain cooling approach* (DCA) [48].

El TTD se define como la diferencia de temperatura entre la temperatura de saturación a la presión de extracción y la temperatura del agua a la salida del intercambiador. Este valor, junto con la presión correspondiente, se empleará para determinar los estados termodinámicos del agua de alimentación a la salida de los intercambiadores cerrados.

El DCA se define como la diferencia de temperatura entre la entrada de agua al intercambiador y la salida de vapor procedente de la extracción. De este modo, y junto con las presiones correspondientes se pueden calcular las propiedades termodinámicas del vapor a la salida de los intercambiadores.

Con estos datos se conocen las presiones y temperaturas de varios puntos necesarias para determinar su estado termodinámico. En otros casos, únicamente se tendrá uno de estos valores, siendo la otra condición la de líquido saturado. En el peor de los casos, solamente se dispondrá de un valor, necesitando hacer uso de los resultados del punto anterior y, en algunos casos, del rendimiento isentrópico de la turbina o de la bomba.

Para el desarrollo de los cálculos y evitar constante manejo e interpolación entre valores de las tablas del agua, se va a utilizar la aplicación informática *STEAM*. Se trata de un programa sencillo que calcula las propiedades termodinámicas del agua en función de dos variables de estado. Es un software antiguo, del año 1986, pero que funciona correctamente y es muy sencillo de utilizar.

En el caso de los puntos procedentes de una expansión o una compresión se tendrá que realizar la correspondiente transformación desde el estado “s” hasta el estado real con el rendimiento isentrópico de la turbina o de la bomba implicada en cada caso.

$$h_{11} = h_{10} - \eta_{st} \cdot (h_{10} - h_{11s}) \quad (4.82)$$

$$h_2 = h_1 + \frac{h_{2s} - h_1}{\eta_{sb}} \quad (4.83)$$

Donde h_i es la entalpía específica del punto termodinámico en cuestión, η_{st} es el rendimiento isentrópico de la turbina y η_{sb} es el rendimiento isentrópico de la bomba.

4.5.3. Fracciones másicas en cada elemento

Para calcular las fracciones másicas que recorren cada elemento únicamente es necesario realizar un balance de energía en cada uno de los intercambiadores. Los subíndices que acompañan a cada fracción másica se corresponden con los puntos termodinámicos. Antes de ello, es necesario definir la fracción másica como,

$$y_i = \frac{m_i}{m_{total}} \quad (4.84)$$

Una vez definida, se puede pasar a realizar dichos balances.

$$y_{11} \cdot (h_{11} - h_{24}) = h_9 - h_8$$

$$y_{11} \cdot (h_{24} - h_{23}) + y_{12} \cdot (h_{12} - h_{23}) = h_8 - h_7$$

$$y_{11} \cdot h_{23} + y_{12} \cdot h_{23} + y_{15} \cdot h_{15} + h_5 \cdot (y_{16} + y_{17} + y_{18} + y_{19}) = h_6$$

$$y_{16} \cdot (h_{16} + h_4 - h_{22} - h_5) + (y_{17} + y_{18} + y_{19}) \cdot (h_4 - h_5) = 0$$

$$y_{16} \cdot (h_{22} + h_3 - h_4 - h_{21}) + y_{17} \cdot (h_{17} + h_3 - h_4 - h_{21}) + (y_{18} + y_{19}) \cdot (h_3 - h_4) = 0$$

$$(y_{16} + y_{17}) \cdot (h_{21} + h_2 - h_3 - h_{20}) + y_{18} \cdot (h_{18} + h_2 - h_3 - h_{20}) + y_{19} \cdot (h_2 - h_3) = 0 \quad (4.85)$$

Por el momento se tienen seis ecuaciones, una por cada intercambiador, y siete incógnitas. La ecuación que falta para poder resolver el sistema se obtiene de la continuidad de las fracciones másicas, es decir, la suma de todas ellas debe ser igual a la unidad.

$$y_{11} + y_{12} + y_{15} + y_{16} + y_{17} + y_{18} + y_{19} = 1 \quad (4.86)$$

Por lo tanto, haciendo uso de los valores calculados en el apartado anterior y del sistema de ecuaciones se pueden obtener las fracciones másicas de cada extracción.

4.5.4. Potencia específicas y caudal másico total

Las potencias específicas de cada elemento se pueden extraer nada más que haciendo un sencillo balance de energía en cada uno de ellos. De este modo se tiene,

Turbina: será la suma de las potencias extraídas en cada una de las expansiones realizadas en la turbina.

$$\begin{aligned}\dot{w}_{turb} = & (h_{10} - h_{11}) + (1 - y_{11}) \cdot (h_{11} - h_{12}) + (1 - y_{11} - y_{12}) \cdot (h_{14} - h_{15}) \\ & + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15}) \cdot (h_{15} - h_{16}) + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15} - y_{16}) \\ & \cdot (h_{16} - h_{17}) + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15} - y_{16} - y_{17}) \cdot (h_{17} - h_{18}) \\ & + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15} - y_{16} - y_{17} - y_{18}) \cdot (h_{18} - h_{19})\end{aligned}\quad (4.87)$$

Condensador

$$\dot{q}_{cond} = (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15}) \cdot (h_{19} - h_1)\quad (4.88)$$

Bombas: al igual que para la turbina, será la suma de la potencia específica consumida en cada una de las bombas.

$$\dot{w}_{bomba} = (h_7 - h_6) + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15}) \cdot (h_2 - h_1)\quad (4.89)$$

Generador de vapor: Puesto que se tienen dos generadores de vapor, uno principal y otro para el recalentamiento después de la primera expansión en la turbina de alta, habrá que sumar dichas potencias para obtener la potencia total.

$$\dot{q}_{gen} = (h_{10} - h_9) + (1 - y_{11} - y_{12}) \cdot (h_{14} - h_{13})\quad (4.90)$$

El caudal másico total depende de la potencia total de la instalación y de la potencia específica obtenida en la turbina. También habrá que tener en cuenta el rendimiento electromecánico ya que, la conversión de energía mecánica a eléctrica se realiza a través de un generador de electricidad en el que existen rozamientos entre sus partes fijas y móviles. Así pues,

$$\dot{m}_{total} = \frac{\dot{W}_{eléctrica}}{\dot{W}_{turb} \cdot \eta_{em}} \quad (4.91)$$

Donde, $\dot{W}_{eléctrica}$ es la potencia eléctrica que se desea obtener y η_{em} es el rendimiento electromecánico del generador de electricidad.

4.5.5. Rendimiento del ciclo

Finalmente, sólo falta determinar cuál es el rendimiento que se obtiene de la conversión de calor a energía mecánica para su posterior conversión en energía eléctrica.

Este rendimiento, conocido como rendimiento térmico, será la potencia neta obtenida del ciclo dividido por la potencia empleada para la producción del vapor.

$$\eta_{térmico} = \frac{\dot{W}_{eléctrica}}{\dot{q}_{gen}} = \frac{\dot{W}_{turb} - \dot{W}_{bomba}}{\dot{q}_{gen}} \quad (4.92)$$

4.6. Diseño de la planta

Una vez se conocen los valores de la potencia útil, la temperatura de salida de los colectores y los datos relativos al ciclo de potencia se puede pasar al último apartado de este capítulo, el diseño de la instalación. Dentro de este apartado se harán los cálculos referentes a las dimensiones del campo solar, las dimensiones de los tanques de almacenamiento y la potencia de bombeo del campo solar.

4.6.1. Almacenamiento térmico

Tal y como se ha venido hablando y haciendo hincapié a lo largo de los apartados anteriores, una de las ventajas de este tipo de centrales es la posibilidad de integrar un sistema de almacenamiento que provea de energía al sistema de potencia una vez se ha puesto el Sol o durante momentos en los que la meteorología no permita recibir la suficiente radiación como para operar en condiciones normales. De este modo, se tendrá una producción continuada y estable a lo largo del día, evitando así los transitorios intrínsecos de este tipo de fuente de energía.

El empleo de sales fundidas como fluido de trabajo en el campo solar hace que la instalación se simplifique por ser el mismo fluido el que se emplea en el almacenamiento.

El sistema de almacenamiento se compone de dos tanques, uno de baja temperatura y otro de alta temperatura. Dichas temperaturas están condicionadas a las temperaturas de operación de los colectores. Así, el tanque frío tendrá la temperatura de entrada a los colectores, mientras que el tanque caliente operará a la temperatura de salida del campo solar.

El funcionamiento de este sistema es bastante sencillo. Las tuberías que recorren los colectores desembocan directamente en los tanques de almacenamiento, actuando estos como depósitos desde los que sale y regresa la sal fundida una vez realiza su función.

A parte de las ventajas ya comentadas, la operación a mayores temperaturas hace que el volumen de almacenamiento se reduzca en dos tercios, reduciéndose así en un 30% los costes. Esto supone un ahorro del 20% en cuanto a los costes totales de la planta [9].

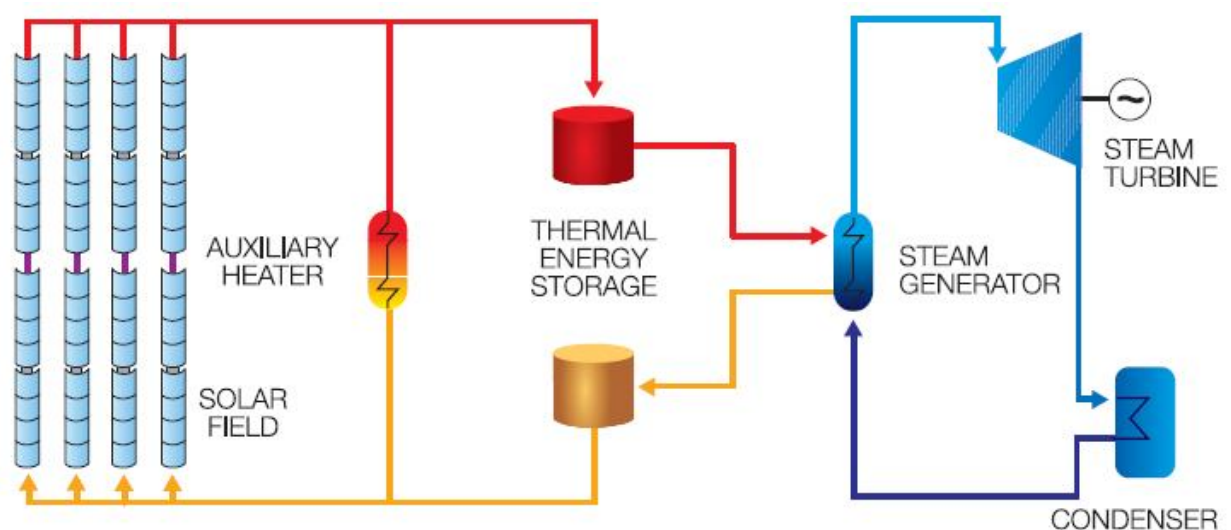


Figura 4.8 Configuración de una planta con sistema de almacenamiento de sales fundidas [9].

4.6.1.1. Potencia térmica necesaria

Antes de explicar algunos conceptos relacionados con este sistema y desarrollar la forma de obtener los resultados que se persiguen, es necesario determinar cuál es la potencia térmica en el campo solar que requiere el ciclo de vapor. Para ellos es preciso relacionar conceptos como potencia instalada con los diferentes rendimientos que aparecen.

La potencia instalada va a ser aquella que desarrolla el generador de electricidad del ciclo de vapor. Esta es la potencia que se tiene a la salida de toda la central termosolar y que se vierte al sistema de distribución de la red eléctrica.

Debido a los diferentes procesos involucrados en la generación de la electricidad, aparecen una serie de pérdidas de energía que pueden ser contabilizadas por medio de un rendimiento electromecánico. Estas pérdidas son debidas a los diversos rozamientos que se producen entre las partes fijas y móviles en el generador eléctrico y en el eje de la turbina.

$$\dot{W}_{eje} = \frac{\dot{W}_{eléctrica}}{\eta_{em}} \quad (4.93)$$

No obstante, esta no es la potencia que se desea obtener. Hay que tener en cuenta la conversión de energía térmica en energía mecánica por medio del ciclo de *Rankine*. En el apartado correspondiente a este tema se ha tratado como obtener la relación entre ambas formas de energía, térmica y mecánica. De este modo, se puede finalmente obtener el valor de la potencia térmica que se necesita en el campo de colectores para una potencia instalada fijada de antemano.

$$\dot{Q}_{térmica} = \frac{\dot{W}_{eje}}{\eta_{térmico}} \quad (4.94)$$

La determinación de esta potencia instalada requiere emplear el uso de la normativa vigente para este tipo de centrales.

Con vistas a la percepción de primas por parte del Estado y a conseguir derechos de venta a los distribuidores de energía eléctrica, la potencia desarrollada por el generador de electricidad conectado al eje de la turbina y la cual es vertida a la red viene determinada por los límites impuestos por el Estado para poder acogerse a las tarifas de Régimen Especial. La ley que regula este mecanismo es la Ley 54/1997 del 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Esta ley, en su artículo veintisiete dice lo siguiente: “*La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW. (...)*”.

Según el RD 661/2007, del 25 de mayo publicado en el BOE del sábado 26 de mayo de 2007, y acuerdo a la Ley 54/1997, la instalación de este proyecto se puede encuadrar dentro del subgrupo b.1.2. Este subgrupo se encuentra dentro de las “*instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar*”, y a su vez se refiere a las “*instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad. (...)*”.

Así pues, a la hora de realizar los cálculos se tendrá en cuenta dicha ley para determinar qué potencia instalada se quiere considerar.

4.6.1.2. Múltiplo solar

El almacenamiento térmico requiere de una cantidad adicional de energía, que será almacenada, además de la necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor. Esta necesidad se cubre con el sobredimensionamiento del campo solar para poder derivar así una parte de la energía solar hacia el sistema de almacenamiento.

Para ello es necesario definir el concepto de múltiplo solar. Éste se define como la potencia térmica total en el campo solar dividido por la potencia térmica de diseño del ciclo *Rankine*.

$$SM = \frac{\dot{Q}_{campo\ solar}}{\dot{Q}_{térmica}} \quad (4.95)$$

Donde, $\dot{Q}_{campo\ solar}$ es la potencia térmica que se obtiene en el campo de colectores.

A modo de ejemplo, la *figura 4.9* ilustra el significado de este parámetro. La potencia útil aumenta hasta alcanzar, al mediodía, el doble de la potencia necesaria para operar la planta de vapor ($SM = 2$) y se reduce por la tarde hasta la puesta de sol.

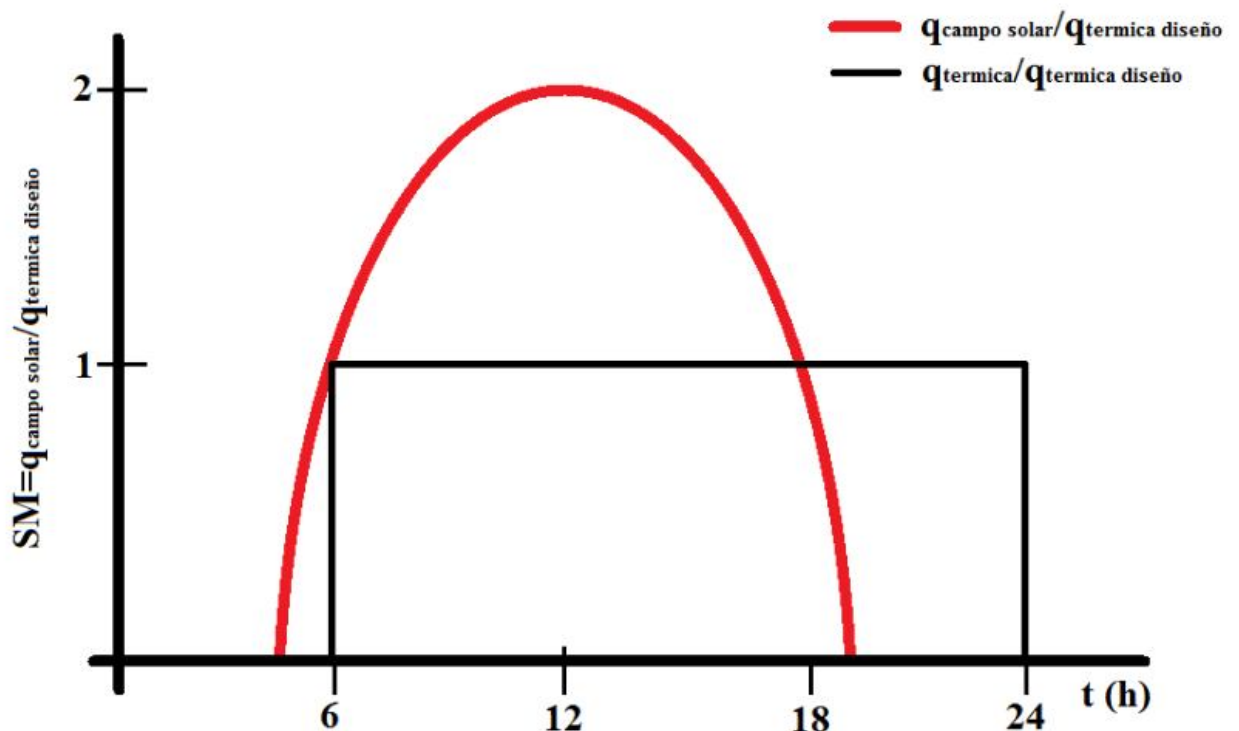


Figura 4.9 Concepto de múltiplo solar.

A primeras horas de la mañana, la potencia que se produce en el campo solar es incapaz de hacer funcionar el sistema con ganancia neta de energía. A partir de una cierta hora, la ganancia neta de energía empieza a hacer positiva, pudiéndose así comenzar a generar electricidad. En la figura se puede ver que desde las 6 de la mañana hasta las 6 de la tarde, la potencia que se produce en el campo solar es mayor que la que se necesita. Este sobrante se emplea en cargar el almacenamiento térmico que se utilizará en las horas de baja o nula insolación.

Este valor está relacionado con el tamaño del campo solar ya que, determina la potencia térmica instalada en él. La energía útil que se necesita dependerá del número de lazos.

4.6.1.3. Capacidad de almacenamiento

La potencia excedente procedente del campo de colectores aporta una energía útil que se puede utilizar a posteriori. Ello desemboca en el concepto de capacidad de almacenamiento, que constituye el tiempo que la central opera ante la falta de Sol.

Se trata de uno de los parámetros que se suelen determinar como dato de partida a la hora de realizar el diseño de una instalación de estas características. A partir de este valor se determina el número de lazos que componen el campo solar y consecuentemente, el múltiplo solar.

El procedimiento que se ha desarrollado para obtener estos resultados contradice, aparentemente, lo dicho en el párrafo anterior. Se trata de obtener el valor de la capacidad de almacenamiento conocido el número de lazos. Se puede decir que es un procedimiento de prueba y error, variando el número de lazos, hasta conseguir el valor del tiempo de almacenamiento que se desee.

Para poder llevar a cabo este método es preciso conocer los datos de radiación en cada franja horaria.

Por medio de los cálculos desarrollados anteriormente en el apartado de *cálculos térmicos*, se puede conocer la potencia térmica útil que se tiene disponible para cada hora del día, desde la salida del Sol hasta su ocaso. Esta potencia térmica será, dependiendo del momento del día, excedente o insuficiente para poder operar el ciclo de potencia en condiciones nominales. El parámetro que determina si existe energía sobrante es la potencia térmica necesaria explicada con anterioridad.

Para obtener la potencia total del campo de colectores se necesita conocer cuál es el número de lazos que lo forman. Es en este momento donde hay que tener en cuenta lo enunciado anteriormente con respecto al proceso que se está siguiendo. Se pretende conseguir

una capacidad de almacenamiento determinada y para ello se va a utilizar un valor aleatorio del número de lazos que cambiará en función del resultado obtenido hasta que se consiga el objetivo que se persigue.

La potencia térmica útil obtenida por medio de los cálculos térmicos se puede graficar para obtener una figura con las mismas características que la *figura 4.9* nada más que dividiendo los resultados por la potencia térmica necesaria en el campo solar. De este modo, el área entre ambas curvas en el tramo donde la potencia del campo solar está por encima de la de diseño, es decir, en el tramo donde el múltiplo solar sea mayor que la unidad, determina la energía sobrante que se puede enviar hacia el sistema de almacenamiento.

La evaluación de dicha área se realiza de forma aproximada empleando el método de la integral de *Riemann*. Se divide la gráfica en diferentes tramos, uno por cada hora del día calculándose el área que está encerrada entre la curva de múltiplo solar igual a uno y la curva de la potencia útil. Este procedimiento se lleva a cabo a partir de la siguiente ecuación, aproximando la energía que se acumula en cada hora.

$$Q_{almac.hora} = (\dot{Q}_{campo\ solar} - \dot{Q}_{térmica}) \cdot 3600s \quad (4.96)$$

Sumando todos los valores horarios donde se obtiene energía para acumular, es decir, un valor positivo de $Q_{almac.hora}$, se consigue determinar la energía sobrante para el día de diseño.

$$Q_{almac.total} = \sum_{hora} Q_{almac.hora} \quad (4.97)$$

A partir de este resultado, es fácil determinar la capacidad de almacenamiento, nada más que dividiendo la energía total almacenada entre la potencia térmica de diseño.

$$t_{almac} = \frac{Q_{almac.total}}{\dot{Q}_{térmica}} \quad (4.98)$$

Una vez llegado a este punto, se compara el valor obtenido con el valor buscado. Si no coinciden hay que volver a realizar los cálculos empleando otro valor para el número de lazos. En el momento que ambos valores coinciden queda determinado el número de lazos necesarios con los que contará la central.

4.6.1.4. Sistema de almacenamiento

El último paso a realizar en el diseño del sistema de almacenamiento térmico es el cálculo de las dimensiones que deben tener los tanques correspondientes.

El volumen y por lo tanto, las dimensiones de los tanques de almacenamiento se obtendrán a partir de la energía que es necesario almacenar. Dicha energía se acaba de obtener en el apartado anterior. De este modo, se puede calcular la masa de sales fundidas que son necesarias nada más que aplicando la ecuación del balance de energía.

$$Q_{almac.total} = m_{almac} \cdot \int_{T_{fría}}^{T_{caliente}} c_{pf}(T) dT \quad (4.99)$$

Las temperaturas que aquí a parecen son las de los tanques de almacenamiento. Puesto que el calor específico apenas varía con la temperatura para el caso del fluido utilizado, se toma un valor constante determinado por el fabricante. La expresión anterior se reduce y la masa a almacenar se puede calcular como

$$m_{almac} = \frac{Q_{almac.total}}{c_{pf} \cdot (T_{caliente} - T_{fría})} \quad (4.100)$$

Conocida la masa que es preciso almacenar, por medio de la densidad se puede obtener el volumen que ocupa el fluido. En este punto habrá que distinguir entre el tanque frío y el tanque caliente, puesto que las densidades serán diferentes en cada caso.

$$V_{almac} = \frac{m_{almac}}{\rho_f} \quad (4.101)$$

El hecho de trabajar con fluidos a altas temperaturas sometidos a variabilidades en estas y con equipos de alto coste, hace que sea necesario considerar un margen de seguridad con respecto al volumen anterior. Por ello, dicho valor se mayorará con un coeficiente del 15% para tener en cuenta incrementos de temperatura indeseados y fuera de lo común y, para prever el espacio ocupado por los intercambiadores de calor que se introducen en los tanques para evitar que, ante una bajada de temperatura, la sal llegue a solidificarse.

Por tratarse de un fluido a elevada temperatura es inevitable que se produzcan pérdidas de calor al exterior a pesar del aislamiento con que se recubren los tanques. Ante este problema, se ha optado por diseñar los tanques de forma que se minimice su superficie en lugar de emplear tanques estándar.

La forma que optimizaría este proceso sería la esférica, minimizando al máximo la superficie de contacto. Ante la dificultad de construir depósitos con dicha forma, se opta por elegir la forma cilíndrica.

De esta forma se ha reducido el problema a un simple cálculo de optimización donde se busca el mínimo de la función superficie del cilindro.

$$f(R_{tan}, h_{tan}) = 2 \cdot \pi \cdot R_{tan}^2 + 2 \cdot \pi \cdot R_{tan} \cdot h_{tan} \quad (4.102)$$

Introduciendo la relación entre el volumen, el radio y la altura, se puede expresar el área como función de un único parámetro, puesto que el volumen es un dato conocido.

$$V_{almac} = \pi \cdot R_{tan}^2 \cdot h_{tan} \quad (4.103)$$

$$f(R_{tan}) = 2 \cdot \pi \cdot R_{tan}^2 + 2 \cdot \frac{V_{almac} \cdot 1,15}{R_{tan}}$$

Para hallar el mínimo, se deriva e iguala a cero. Finalmente se despeja el valor del radio del tanque.

$$f'(R_{tan}) = 4 \cdot \pi \cdot R_{tan} - 2 \cdot \frac{V_{almac} \cdot 1,15}{R_{tan}^2} = 0 \quad (4.104)$$

$$R_{tan} = \sqrt[3]{\frac{V_{almac} \cdot 1,15}{2 \cdot \pi}} \quad (4.105)$$

$$h_{tan} = \frac{V_{almac} \cdot 1,15}{\pi \cdot R_{tan}^2} \quad (4.106)$$

4.6.2. Dimensiones del campo solar

El tamaño del campo solar dependerá de la capacidad de almacenamiento. A mayor capacidad, mayor será el múltiplo solar y por lo tanto, mayor número de colectores se requerirán.

El campo solar se compondrá de una serie de filas de colectores formando lazos y estos, a su vez, formando los sub-campos que finalmente conforman el campo de captación.

La separación entre filas debe ser tal que los colectores de una fila no ensombrezcan a los colectores de las adyacentes. Si esto ocurriera, habría una considerable pérdida de energía útil al no alcanzar la radiación a la totalidad de la superficie colectora. Por ello, existe una separación mínima que garantiza que un excelente comportamiento ante los efectos de sombra. Esta separación se ha fijado en 17,3 metros, según se aconseja en la bibliografía [17].

La longitud de cada hilera de colectores será función del número de colectores que la formen, siendo habitual tener 4 o 6 colectores por lazo.

Las configuraciones que puede adoptar todo el conjunto de colectores son básicamente dos: en “T” o en “H” (*figura 4.10*). La primera de las configuraciones se emplea para campos solares cuya superficie de captación sea inferior a los 400000 m², mientras que la disposición en “H” se utiliza para superficies mayores. Ambas distribuciones de colectores se componen de dos tuberías centrales, una que reparte el fluido por cada lazo y otra que lo recolecta a su salida y lo lleva hacia el generador de vapor. La diferencia entre una disposición y otra es el número de sub-campos en los que se dividen el número de colectores totales. No obstante, estas configuraciones se tienen que adaptar a la forma y superficie del terreno destinado a la planta termosolar.

La elección de una configuración u otra tiene gran importancia a la hora de dimensionar del campo solar. Como ya se ha comentado en alguna ocasión anterior, esta parte de la instalación supone uno de los mayores costes de inversión. Es por ello que la conexión de las tuberías se realice de la manera más eficaz para disminuir la potencia de bombeo y las pérdidas térmicas en el sistema de tuberías. Así, una menor longitud de tubería conseguirá menor área para intercambiar calor y una menor potencia de bombeo.

Uno de los criterios que se tienen en cuenta es que la velocidad del fluido se mantenga lo más constante posible durante su recorrido por el circuito. Para ello, a medida que el caudal disminuye en la tubería de suministro el diámetro de dicho conducto también se verá mermado para mantener la velocidad de la sal en su valor de diseño. Del mismo modo, la tubería de retorno aumentará su diámetro según se va recolectando la sal a la salida de los colectores.

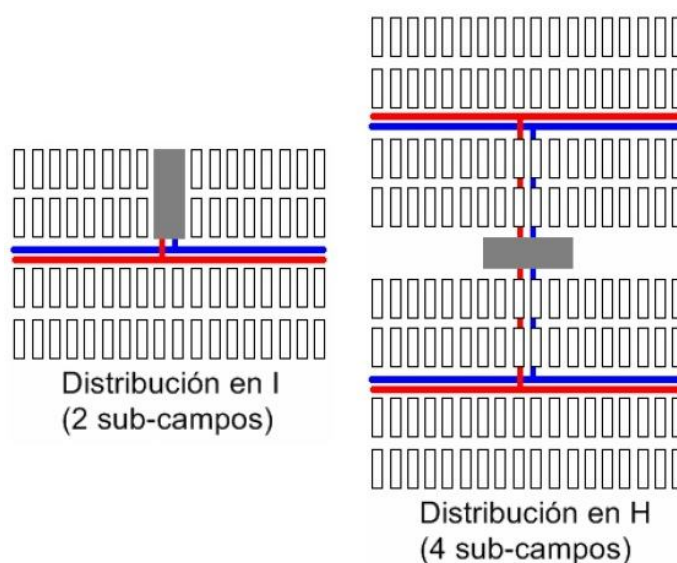


Figura 4.10 Configuraciones adoptadas en centrales termosolares [61].

La potencia de bombeo dependerá de las dimensiones que se adopten. Dicha potencia quedará determinada por la máxima caída de presión que ocurre en el sistema. Esta pérdida de carga máxima se va a producir en el lazo más alejado del bloque de potencia, donde se situará el sistema de bombeo.

4.6.3. Potencia de bombeo

El sistema de bombeo estará compuesto por un determinado número de bombas conectadas de forma redundante. De este modo se asegura que siempre se tenga alguna bomba en disposición de funcionar aunque otra haya sufrido algún percance o se encuentre en tareas de mantenimiento o reparación.

4.6.3.1. Tuberías

Las altas temperaturas de trabajo y las condiciones corrosivas hacen que las tuberías a utilizar para este tipo de aplicaciones son de acero inoxidable. La fabricación de este tipo de tuberías está regulada por la norma A-321 del *American Iron and Steel Institute (AISI)*. Se trata de tuberías resistentes a temperaturas elevadas utilizadas en aplicaciones de la industria de producción de energía eléctrica.

Este tipo de acero se encuadra dentro de los aceros austeníticos. Sus características principales son: muy buenas propiedades mecánicas, gran ductilidad, no presenta propiedades magnéticas y tienen una excelente soldabilidad. Está compuesto de carbono (0,02% - 0,25%), cromo (17% - 26%) y níquel (7% - 22%). Exactamente, el acero A-321 tiene los siguientes componentes: 0,08% C, 2% Mn, 0,75% Si, 0,045% P, 0,03% S, 17%-19% Cr, 9%-12% Ni, 0,1% N, 0,7 Ti y el resto Fe [68].

Los diámetros se encuentran normalizados pudiéndose encontrar el catálogo de cualquier fabricante. Los espesores también están normalizados. La combinación de estos factores lleva a tener diferentes presiones máximas para cada tipo de tubería. Para el caso del campo solar, se suelen tener presiones máximas de 30 bar a la salida del sistema de bombeo.

La elección de las tuberías se realizará de acuerdo a obtener el menor coste posible, es decir, el menor diámetro y menor espesor posibles para disminuir el peso por metro cuadrado de tubo.

4.6.3.2. Pérdida de carga

La potencia que se debe suministrar dependerá la pérdida de carga que se produzca en el fluido durante todo su recorrido por el campo solar, siendo el lazo más alejado el que condicione a los demás.

La caída de presión que debe vencer el sistema de bombeo tendrá en cuenta tanto las pérdidas primarias debidas a los tramos lineales como las pérdidas secundarias como consecuencia de codos, bifurcaciones, expansiones y contracciones.

Mediante la *ecuación de Bernoulli* se puede obtener este tipo de pérdida de presión en conductos. La caída total será igual a la suma de las caídas de presión en cada tramo [7].

$$\Delta P = \sum_{\text{tramo}} \left(\frac{1}{2} \cdot \rho_f \cdot v^2 \cdot \frac{L}{D} \cdot fr(Re_D, \frac{\varrho}{D}) \right) + \sum \left(\frac{1}{2} \cdot \rho_f \cdot v^2 \cdot K_s \right) \quad (4.107)$$

Donde, fr es el factor de fricción, ϱ es la rugosidad de la tubería y K_s es el factor de pérdidas secundarias.

El factor de fricción se puede determinar mediante dos métodos. El primero de ellos es el diagrama de *Moody* para conductos circulares como es el caso. El segundo método es utilizando la fórmula de *Colebrook* [7].

$$\frac{1}{\sqrt{fr}} = -2 \cdot \log \left(\frac{\varrho/D}{3,7} + \frac{2,51}{Re_D \cdot fr^{1/2}} \right) \quad (4.108)$$

Por motivos de agilización de los cálculos se optará por la segunda opción. Sin embargo, el uso de este método para obtener el factor de fricción necesita un cálculo iterativo ya que, como ilustra la fórmula de *Colebrook*, el propio factor influye en su determinación.

No se necesitan muchas iteraciones para llegar a la convergencia a partir de un valor inicial que se supondrá arbitrario.

La rugosidad de la tubería depende del material con que esta esté fabricada. Habitualmente este tipo de tuberías se fabrican en acero inoxidable debido a la alta temperatura del fluido que circula por su interior. Este tipo de acero tiene una rugosidad de unas 32 μm . En el caso de los colectores la rugosidad es algo menor, de unas 20 μm .

$$\varrho_{acero} = 3,2 \cdot 10^{-5} \text{ m}$$

$$\varrho_{abs} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ m}$$

Para calcular el número de Reynolds del fluido circulante por el conducto, es necesario conocer su temperatura para calcular sus propiedades. No obstante, se hará una aproximación y se cogerá una temperatura media entre el tanque frío y el tanque caliente.

Por último, solamente falta por definir el factor de pérdidas secundarias. Cualquier elemento que perturbe la circulación del fluido supondrá una pérdida de presión adicional. Estas perturbaciones se encuentran en las entradas y salidas de las tuberías y en los codos, válvulas y demás elementos del circuito. Su valor depende tanto de la geometría del elemento en cuestión como de la velocidad y propiedades del fluido, es decir, del número de Reynolds. Sin embargo, esta dependencia con el número de Reynolds se puede ignorar para valores suficientemente altos de este número adimensional como ocurre en este caso, resultando de este modo la ecuación de pérdidas (*ecuación 4.107*).

Finalmente, el cálculo de la pérdida de carga necesita de la definición completa de la configuración del campo solar con las longitudes, diámetros y demás elementos. La determinación de los diámetros se hará en base a emplear el mínimo número y longitud de tubería posible para abaratar los costes lo más posible.

4.6.3.3. Potencia de bombeo

La potencia que debe suministrar el sistema de bombeo para hacer circular la sal a través del sistema de tuberías del campo solar se determina a través del caudal volumétrico que circula por la bomba, la pérdida de presión de la sal en su camino más largo y el rendimiento de la bomba.

$$P_{bombeo} = \frac{\dot{m}_f \cdot \Delta P}{\rho_f \cdot \eta_{em,bomba}} \quad (4.109)$$

Donde $\eta_{em,bomba}$ es el rendimiento electromecánico de la bomba.

El tipo de bomba que se suele emplear con sales fundidas es de acero inoxidable debido a las altas temperaturas que se alcanzan. Típicamente la potencia de estas bombas varía entre los 60 kW y los 900 kW en función del tipo de diseño adoptado.

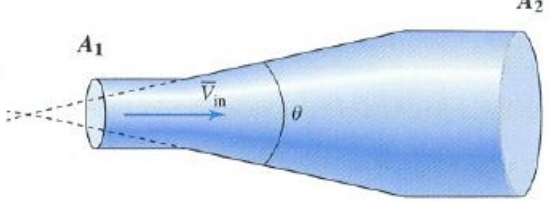
4.6.3.4. Proceso de cálculo

El primer paso que se debe realizar es calcular el caudal que circula por cada tramo de la tubería principal. Para ello, se calcula por medio de la *ecuación 4.23*, el caudal que circula por un lazo. Este caudal se multiplicará por el número de lazos correspondiente para conocer el flujo másico que tendrá en total un sub-campo de colectores.

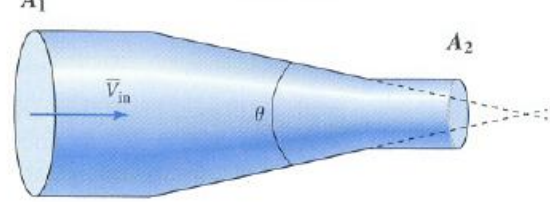
Según el esquema del campo solar, en cada bifurcación de las tuberías que reparten el fluido a los colectores se conectan dos lazos, por lo tanto, en cada unión de este estilo el caudal disminuirá o aumentará en dos veces el caudal circulante por un lazo. De este modo, el diámetro de la tubería también disminuirá o aumentará según se esté repartiendo o recogiendo el fluido. Así, cada tramo estará identificado por su caudal.

Tabla 4.2 Coeficiente de pérdidas secundarias en expansiones y contracciones suaves [7].

Difusor



Tobera



	Ángulo θ (°)									
A_1/A_2	10	15	20	30	45	60	90	120	150	180
Coeficiente de pérdida del difusor, K_D										
0.06	0.21	0.29	0.38	0.6	0.84	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
0.1	0.21	0.28	0.38	0.59	0.76	0.8	0.83	0.84	0.83	0.83
0.25	0.16	0.22	0.3	0.46	0.61	0.68	0.64	0.63	0.62	0.62
0.5	0.11	0.13	0.19	0.32	0.33	0.33	0.32	0.31	0.30	0.30
Coeficiente de pérdida de la tobera, K_T										
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.22	0.24	0.48	0.72	0.96	1
4	0.8	0.64	0.64	0.64	0.88	1.1	2.7	4.3	5.6	6.6
6	1.8	1.4	1.4	1.4	2	2.5	6.5	10	13	15
10	5	5	5	5	6.5	8	19	29	37	43

El cálculo del diámetro estimado se realiza con la misma *ecuación 4.23*, con la salvedad de que en este caso el caudal es conocido, con lo que se despeja el diámetro.

Tabla 4.3 Coeficiente de pérdidas secundarias en diferentes elementos típicos [7].

Elemento	K_e	Elemento	K_e
Codos y Curvas		Válvulas	
Codos 90°, acoplado	0.3	Globo, completamente abierta	10
Codos 90°, roscado	1.5	Ángulo, completamente abierta	2
Curva 90°, acoplado	0.2	Compuerta, completamente abierta	0.15
Curva 90°, roscado	0.7	Compuerta, cerrada a 1/4	0.26
Curva 45°, acoplado	0.2	Compuerta, cerrada a 1/2	2.1
Codos 45°, roscado	0.4	Compuerta, cerrada a 3/4	17
Curva 180°, acoplado	0.2	Antirretorno, dirección flujo	2.0
Curva 180°, roscado	1.5	Antirretorno, en contra flujo	∞
Tes		Bola, completamente abierta	0.05
Flujo directo, acoplado	0.2	Compuerta, cerrada a 1/3	5.5
Flujo directo, roscado	0.9	Compuerta, cerrada a 2/3	210
Flujo lateral, acoplado	1.0		
Flujo lateral, roscado	2.0	Unión Roscada	0.08

Una vez determinados todos los caudales y diámetros en cada uno de los tramos se procede a buscar en las tablas del fabricante la tubería que mejor se ajuste a los parámetros calculados [68]. En esta búsqueda se tendrá en cuenta la presión máxima y la temperatura de trabajo. Estos valores se sobredimensionarán para prevenir que cualquier anomalía en el funcionamiento provoque un fallo en toda la instalación.

A continuación, se calculan las pérdidas de carga de cada tramo a partir de las dimensiones reales obtenidas en las tablas del fabricante. Al tener diámetros diferentes a los teóricos, la velocidad también variará. Por lo tanto, hay que evaluar el número de Reynolds para los nuevos valores con objeto de obtener el factor de fricción (*ecuación 4.108*). Los coeficientes de pérdidas secundarias se tomarán de las *tablas 4.2 y 4.3*. Cada tramo irá provisto de una bifurcación en X y, dependiendo de si es la tubería de alimentación o la de retorno, de un estrechamiento o una expansión respectivamente. Para la bifurcación en X, se tomará el valor de $K_s^X = 2$. Los estrechamientos y ensanchamientos, se pueden considerar todos de la misma relación de diámetros. Si se hacen los cálculos, se puede ver que dicha relación se encuentra, para todos los casos, en 1,2 y 0,83 aproximadamente. Considerando un ángulo de 45°, se obtiene un $K_s^{\text{estrechamiento}} = 0,044$ y $K_s^{\text{ensanchamiento}} = 0,24$, para estrechamiento y ensanchamiento respectivamente. Además se añadirá una válvula de seguridad al comienzo del primer tramo. Debido a que se trata de un elemento de seguridad, en condiciones normales se encontrará completamente abierto, resultando esto un $K_s^{\text{v.seguridad}} = 0,15$.

La longitud de cada tramo será la distancia entre dos filas de colectores, puesto que, una fila se conecta a la impulsión y la siguiente al retorno. El primer tramo tendrá la mitad de longitud debido a que en él se conecta la tubería principal que proviene del sistema de

bombeo. Con todos estos datos se puede calcular la pérdida de carga mediante *ecuación 4.107*.

La pérdida de carga en los colectores se calculará del mismo modo aunque, sin variar el diámetro. Como pérdidas secundarias se tendrán dos codos de 90° para los colectores de impulsión y los de retorno con un $K_s^{codo} = 1,5$. También habrá que añadir la pérdida de carga que se produce en la válvula que hace que todos los lazos tengan la misma pérdida de carga a medida que el fluido recorre más distancia. Puesto que se busca la pérdida de carga máxima que se produce en el sub-campo de colectores, esta válvula estará completamente abierta por ser el último lazo el que se está evaluando ($K_s^{v.entrada} = 0,15$). La longitud del lazo se calculará como la longitud del sistema de colectores, más la unión entre la fila de ida y la de retorno.

Por último, únicamente faltaría calcular la caída de presión que se produce en la tubería que sale del sistema de bombeo hacia los sub-campos. Según la disposición, habrá dos tuberías de este tipo, una a cada lado del bloque de potencia para suministrar el fluido a dos de los sub-campos. Este cálculo se realiza de la misma forma que se ha explicado para la tubería principal de cada sub-campo. Las pérdidas secundarias consistirán en una T ($K_s^T = 2$) al final de esta tubería y una válvula de seguridad ($K_s^{v.seguridad} = 0,15$).

La longitud que presenta esta tubería dependerá de la configuración que se haya adoptado.

Sumando todas estas pérdidas se obtiene la presión que debe vencer el sistema de bombeo. La potencia de bombeo se calcula mediante la *ecuación 4.109*. Hay que tener en cuenta que la pérdida de carga de la tubería que sale del sistema de bombeo se debe contabilizar dos veces, una de ida y otra de vuelta. Como se han realizado los cálculos para un sub-campo, se deberá multiplicar la potencia obtenida por el número de sub-campos que tenga la central.

El ajuste de la instalación es un proceso complejo. Se busca tener la misma pérdida de presión en todos los lazos. Para ello, se dispone una válvula a la entrada o salida de cada lazo que iguale la presión de un lazo con la de otro, siendo siempre el lazo más alejado el que limite a los demás. Sin embargo, la mayor complicación se encuentra en conseguir que circule el mismo caudal por cada uno de los lazos.

5. Análisis de resultados

Una vez explicado en qué consiste la tecnología solar de colectores cilíndrico-parabólicos, cómo se organizan estas instalaciones con todos sus componentes y desarrollado un método de cálculo para su diseño resulta conveniente que todo lo comentado hasta este punto tome algún valor numérico que ilustre la realidad y permita obtener algunas conclusiones sobre el empleo de sales fundidas como fluido de trabajo.

De este modo, y siguiendo paso a paso todos los puntos explicados en el capítulo anterior, se va a proceder al cálculo, diseño y análisis de una central termosolar de colectores cilíndrico-parabólicos.

5.1. Ubicación y datos meteorológicos

5.1.1. Selección de la ubicación

Los niveles de radiación necesarios para poder plantearse el llevar a cabo proyectos de este tipo hacen que las mejores zonas para su emplazamiento sean, dentro de Europa, las situadas más al sur como se comprobó en la *figura 4.1*.

Para este proyecto, la atención se centrará en la zona sur de España. La ubicación de la planta será la Comunidad Autónoma de Andalucía, más concretamente en la provincia de Huelva. Se trata de una provincia que no cuenta con ninguna central de tecnología solar hasta la fecha. Este hecho y su excelente recurso solar la hacen del lugar idóneo para la ubicación de este proyecto.

5.1.2. Datos meteorológicos y ambientales

Comúnmente se recurre a bases de datos que proporcionen los valores que de radiación que se necesitan.

La base de datos empleada en este caso es la de la Agencia Andaluza de la Energía que se puede consultar en internet (<http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion>). Se trata de un programa desarrollado por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables de la Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía (AICIA) para la evaluación de los recursos solares en dicha Comunidad Autónoma. La obtención de los datos se realiza por medio de 94 estaciones meteorológicas de la Red de Información Agroclimática de Andalucía (RIA) junto con otras estaciones de diferentes instituciones como el INTA o la PSA.

Los datos que se utilizaran en este trabajo se han extraído de la estación de Lepe. En esta base de datos no solamente se encuentran valores de radiación solar, sino que también se pueden obtener valores referentes a temperaturas o velocidades del viento. A continuación se muestran algunos de los datos más característicos, como la situación del lugar de medición y los valores medios de radiación, temperatura y velocidad del viento.

Tabla. 5.1 Datos meteorológicos [2].

Estación	Lepe		
Latitud	37,25° Norte		
Longitud	7,2° Oeste		

Mes	Radiación directa* (kWh/m ²)	Temperatura ambiente* (°C)	Velocidad del viento* (m/s)
Enero	95,8	10,77	1,97
Febrero	135	10,32	2
Marzo	157,7	14,32	2
Abril	166,8	14,50	2,03
Mayo	219,3	18,61	2,35
Junio	271,7	22,57	3,03
Julio	289,8	24	3,29
Agosto	251,9	24,32	3
Septiembre	187,8	21,43	2,67
Octubre	136,9	18,55	2
Noviembre	100,1	14,43	1,97
Diciembre	70,2	12,06	1,84
TOTAL	2083		

*Valores medios.

El cálculo del sistema de almacenamiento y de la energía eléctrica producida por la instalación requiere que, además de los datos medios para cada mes, se tengan los valores horarios de radiación para cada mes.

Un análisis de todos los días del año sería muy largo y no aportaría mucho más que si solamente se tuviera en cuenta un día característico de cada mes. Por ello, se ha escogido aleatoriamente el día 13 de cada mes para realizar los cálculos, siendo este una representación de lo que ocurre a lo largo de cada mensualidad y pudiéndose extender sus resultados al total de días de cada mes.

También es necesario determinar un día de diseño que será con el que se calcule el número de lazos y para el cual se especifique la capacidad de almacenamiento. En este aspecto se puede hacer un análisis de qué es mejor económica y eficientemente, si diseñar la

central para un día de verano o hacerlo para un día de primavera donde la radiación es menor y, por lo tanto, en días de mayores insolaciones se tendrían que desenfocar parte de los espejos con la consiguiente pérdida de energía que esto supone. Sin embargo, este no es el objetivo de este proyecto y se dejarán dichos análisis para proyectos futuros.

Tabla 5.2 Radiación directa horaria para el día 13 de cada mes [2].

Radiación horaria (W/m ²)												
	Ener.	Febr.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	363,6	459,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06:00	0,0	0,0	0,0	210,7	414,9	431,6	534,2	437,5	330,9	0,0	0,0	0,0
07:00	0,0	345,4	337,8	286,7	489,5	499,7	608,7	518,4	422,7	214,8	0,0	0,0
08:00	256,6	454,5	428,7	357,5	559,0	563,1	678,2	593,8	508,2	302,5	139,8	140,7
09:00	342,5	548,1	506,8	418,3	618,7	617,6	737,9	658,5	581,6	337,9	237,5	223,1
10:00	412,2	619,9	566,8	464,9	664,5	659,3	783,7	708,2	637,9	435,7	321,4	286,3
11:00	456,0	665,1	604,4	494,2	693,3	685,6	812,5	739,4	673,4	472,1	385,7	326,1
12:00	471,0	680,5	617,3	504,2	703,1	694,6	822,3	750,0	685,4	484,5	426,2	339,6
13:00	456,0	665,1	604,4	494,2	693,3	685,6	812,5	739,4	673,4	472,1	440,0	326,1
14:00	412,2	619,9	566,8	464,9	664,5	659,3	783,7	708,2	637,9	435,7	426,2	286,3
15:00	342,5	548,1	506,8	418,3	618,7	617,6	737,9	658,5	581,6	377,9	385,7	223,1
16:00	251,6	454,5	428,7	357,5	559,0	563,1	678,2	593,8	508,2	302,5	321,4	140,7
17:00	0,0	345,4	337,8	286,7	489,5	499,7	608,7	518,4	422,7	214,8	0,0	0,0
18:00	0,0	0,0	0,0	210,7	414,9	431,6	543,2	437,5	330,9	0,0	0,0	0,0
19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	363,6	459,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

La elección que se ha llevado a cabo en este caso ha sido la de tomar como punto de diseño el mes de julio. La radiación de diseño será la que se tiene para el día de referencia, 13 de julio, a las 12 horas del mediodía. De este modo se tienen los siguientes datos de partida para el día de diseño.

En cuanto a las propiedades del aire, estas se pueden obtener de cualquier libro de termodinámica como función de la temperatura. En este caso, se han cogido de unos apuntes de mecánica de fluidos y termodinámica de la Universidad de Cantabria.

Ante la falta unas ecuaciones que relacionen dichas propiedades con la temperatura se optará por la interpolación lineal a la hora de calcularlas. Para una agilización del proceso de cálculo y su implementación en *Matlab*, esta interpolación se realizará automáticamente por medio de sencillos algoritmos para tal efecto.

Por último, se va a definir la temperatura de radiación de los alrededores necesaria para calcular la resistencia de radiación entre la carcasa de cristal y el ambiente. Para un día despejado, esta temperatura se puede situar en torno a los -30 °C.

$$T_{alr} = -30\text{ °C}$$

Tabla 5.3 Datos meteorológicos para el día de diseño, 13 de julio [2].

Datos para el punto de diseño		
Radiación directa* (W/m ²)	G_B	822,3
Temperatura ambiente (°C)	T_{amb}	24
Velocidad del viento* (m/s)	v_{viento}	3
Latitud (°)	ϕ	37,25
Longitud (°)	LL	-7,2
Hora	AST	12
Día del año	N	194
Inclinación de los colectores	β	0

*Valores medios.

5.2. Sistema de concentración

5.2.1. Colector

El modelo de colector que se ha elegido para realizar el diseño ha sido el modelo *Skal-ET 150*. Como se comentó en el capítulo 3, se trata de la tercera generación de colectores *Eurotough* que está ampliamente implantada en las centrales operativas en la actualidad y ha sido desarrollada por empresas de primera categoría en el sector de la energía solar térmica.

5.2.2. Tubo receptor

El empleo de sales fundidas como fluido de trabajo hace que se necesite un tubo receptor que soporte las altas temperaturas que se producirán en su interior, mayores que las que tienen lugar con el uso de aceites térmicos.

La innovación que este fluido presenta ha producido la investigación en nuevos modelos de tubos receptores como el que se comparó en la tabla 3.2, de la que se pueden obtener sus dimensiones, de la compañía Aarchimede Solar Energy para las aplicaciones de mayor temperatura como la que se trata en el presente documento. Este componente va a ser el elegido para este proyecto.

5.2.3. Fluido de transferencia

El fluido de trabajo, del que se ha venido hablando a lo largo de todos los capítulos anteriores, es la innovación que se presenta en este proyecto. Hasta la fecha únicamente existe una central prototipo de estas características en el sur de Italia.

Tabla 5.4 Propiedades físicas del aire [59].

Propiedades del aire				
Temp. (K) T_f	Dens. (kg·m ⁻³) ρ_f	Visc. (kg·m ⁻¹ ·s ⁻¹) μ_f	Cond. tér. (W·m ⁻¹ ·K ⁻¹) k_f	C. esp. (J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹) c_p
100	3,6010	$6,92 \cdot 10^{-6}$	0,0092	1027
150	2,3675	$1,03 \cdot 10^{-5}$	0,0137	1010
200	1,7684	$1,33 \cdot 10^{-5}$	0,0181	1006
250	1,4128	$1,49 \cdot 10^{-5}$	0,0223	1005
300	1,1774	$1,98 \cdot 10^{-5}$	0,0262	1006
400	0,8826	$2,29 \cdot 10^{-5}$	0,0336	1014
500	0,7048	$2,67 \cdot 10^{-5}$	0,0404	1030
600	0,5879	$3,02 \cdot 10^{-5}$	0,0466	1055
700	0,5030	$3,33 \cdot 10^{-5}$	0,0523	1075
800	0,4405	$3,63 \cdot 10^{-5}$	0,0578	1098
900	0,3925	$3,90 \cdot 10^{-5}$	0,0628	1121
1000	0,3524	$4,15 \cdot 10^{-5}$	0,0675	1142
1200	0,2947	$4,69 \cdot 10^{-5}$	0,0782	1179
1400	0,2515	$5,17 \cdot 10^{-5}$	0,0891	1214
1600	0,2211	$5,63 \cdot 10^{-5}$	0,1000	1248
1800	0,1970	$6,07 \cdot 10^{-5}$	0,1110	1287
2000	0,1762	$6,50 \cdot 10^{-5}$	0,1240	1338
2500	0,1394	$7,57 \cdot 10^{-5}$	0,1750	1688

Sus propiedades se pueden obtener de las hojas de características del fabricante, *Coastal Chemical Company*. Todas ellas son función de la temperatura al igual que ocurre con el aire. Sin embargo, el calor específico varía relativamente poco con esta variable termodinámica, por lo que el fabricante opta por dar un valor constante que será el que se tomará para los cálculos.

Tabla 5.5 Propiedades del colector *Skal-ET 150* [39].

Características <i>Skal-ET 150</i>		
Distancia focal (m)	f	1,71
Apertura (m)	W_a	5,77
Longitud (m)	$L_{colector}$	148,5
Altura de la parábola (m)	h_p	1,21
Área de apertura (m ²)		817,5
Coefficiente de reflexión	ρ_{esp}	0,94
Espejos		336
Módulos		12

Al igual que se va a hacer con las propiedades del aire la determinación de estas se realizará por medio de interpolación lineal para su uso en *Matlab*.

Tabla 5.6 Propiedades físicas de la sal HITEC [15].

Propiedades físicas de la sal HITEC							
Temp. (°C) T_f	Dens. (kg·m ⁻³) ρ_f	Visc. (kg·m ⁻¹ ·s ⁻¹) μ_f	Cond. tér. (W·m ⁻¹ ·K ⁻¹) k_f	Temp. (°C) T_f	Dens. (kg·m ⁻³) ρ_f	Visc. (kg·m ⁻¹ ·s ⁻¹) μ_f	Cond. tér. (W·m ⁻¹ ·K ⁻¹) k_f
150	1970	0,01600	0,4419	310	1859	0,00300	0,3892
160	1968	0,01200	0,4402	320	1850	0,00285	0,3822
170	1960	0,01050	0,4393	330	1842	0,00265	0,3770
180	1955	0,00900	0,4364	340	1836	0,00260	0,3701
190	1947	0,00810	0,4341	350	1828	0,00238	0,3632
200	1940	0,00740	0,4350	360	1821	0,00220	0,3563
210	1931	0,00698	0,4341	370	1814	0,00210	0,3493
220	1921	0,00610	0,4324	380	1805	0,00195	0,3430
230	1910	0,00560	0,4307	390	1795	0,00185	0,3364
240	1905	0,00505	0,4281	400	1788	0,00170	0,3321
250	1902	0,00460	0,4251	410	1783	0,00165	0,3234
260	1893	0,00440	0,4212	420	1775	0,00160	0,3156
270	1882	0,00400	0,4151	430	1770	0,00150	0,3113
280	1880	0,00380	0,4082	440	1762	0,00140	0,3053
290	1870	0,00330	0,4021	450	1755	0,00134	0,2984
300	1865	0,00325	0,3943				
C. esp. (J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹) c_p				1562			

5.3. Cálculos ópticos

5.3.1. Geometría solar

La geometría solar se compone del cálculo de la declinación, el ángulo horario, la altura solar, el ángulo acimutal y, por último y lo verdaderamente importante, el ángulo de incidencia.

Haciendo uso de las correspondientes *ecuaciones 4.2 a 4.7* se puede obtener la variación del ángulo de incidencia para cada día del año.

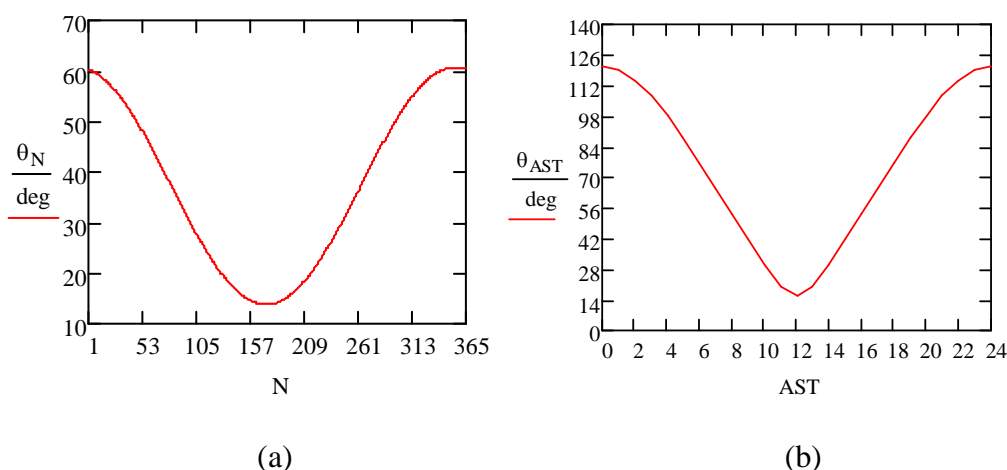


Figura 5.1 Ángulo de incidencia (a) En función del día del año a las 12 horas del mediodía. (b) En función de la hora del día para el día 13 de julio.

Se observa que para los meses de invierno el ángulo de incidencia es muy elevado mientras que en el verano disminuye. Este efecto se ve ilustrado en el efecto coseno y repercute de manera significativa en la energía disponible para calentar el fluido. A medida que el ángulo de incidencia es mayor, como se podrá comprobar más adelante, el rendimiento óptico disminuye nada más que viendo la influencia de este parámetro en la *ecuación 4.7*. A este efecto de bajo rendimiento óptico hay que sumar que en los meses de invierno la insolación es bastante baja, resultando por ello una disminución significativa en la energía disponible para obtener potencia útil.

En la *figura 5.1b* se ve que el ángulo de incidencia alcanza su valor óptimo (mínimo) en las horas centrales del día, mientras que en las horas iniciales y finales su valor es bastante elevado. Del mismo modo que antes, la energía útil que se puede obtener, si ya de por sí es pequeña a dichas horas donde el Sol se encuentra lejos de su zénit, se ve mermada por este efecto.

5.3.2. Eficiencia óptica del colector

Antes de obtener el valor de la eficiencia óptica que al igual que el ángulo de incidencia se obtendrá para cada día del año y para cada hora del día, es necesario obtener los diferentes parámetros que influyen en ella.

5.3.2.1. Factor de concentración

Haciendo uso de las características del colector y del tubo receptor (*tablas 3.2 y 5.5*) y de la *ecuación 4.10* se puede obtener el calor del factor de concentración.

$$C = \frac{5,77m}{\pi \cdot 0,07m} = 26,24$$

5.3.2.2. Factor geométrico

El factor geométrico tiene en cuenta la pérdida de la superficie de apertura del colector. Como se explicó con anterioridad esto se debe al efecto de las sombras producidas por unos platos opacos que se colocan al final de los colectores como medida de protección y al que en dichos puntos la radiación no llega a interceptar correctamente al tubo receptor.

Con ayuda de las características geométricas del colector *tabla 5.5* y empleando las ecuaciones a tal efecto (*ecuación 4.11 a ecuación 4.14*) se obtienen los siguientes resultados para las áreas perdidas por estos efectos, así como el factor geométrico.

$$A_{loss} = 1,71 \cdot 5,77m \cdot \left[1 + \frac{(5,77m)^2}{48 \cdot (1,71m)^2} \right] + \frac{2}{3} \cdot 5,77m \cdot 1,21m = 16,86m^2$$

$$A_f = \frac{16,86m^2}{5,77m \cdot 148,5m} = 0,0197$$

No se trata de un valor muy elevado, alrededor de un 2%, pero es un efecto a tener en cuenta y que realza la realidad difiere un poco de lo que podría pensar idealmente de que toda el área de apertura está disponible para captar la radiación solar.

5.3.2.3. Factor de interceptación

La relación entre la energía interceptada por el tubo receptor y la energía que llega al sistema de concentración es el factor de interceptación. Su cálculo está marcado por unos errores ópticos aleatorios y no aleatorios.

Con ayuda de los valores encontrados en la bibliografía [32] se pueden calcular los errores aleatorios y no aleatorios universales, así como el factor de interceptación empleando las *ecuaciones 4.16 a 4.19*.

Tabla 5.7 Errores universales del factor de interceptación.

Errores universales aleatorios y no aleatorios		
Error aleatorio universal	σ_{al}^*	0,168
Error no aleatorio universal de desalineamiento angular	β_{error}^*	0,114
Error no aleatorio universal de desplazamiento del receptor	d_r^*	0,044

$$\begin{aligned} \xi &= \\ &= \frac{1 + \cos(80,3^\circ)}{2 \cdot \sin(80,3^\circ)} \\ &\cdot \int_0^{80,3} \text{Erf} \left[\frac{\sin(80,3^\circ) \cdot [1 + \cos(\varphi)] \cdot [1 - 2 \cdot 0,044 \cdot \sin(\varphi)] - \pi \cdot 0,114 \cdot [1 + \cos(80,3^\circ)]}{\sqrt{2} \cdot \pi \cdot 0,168 \cdot [1 + \cos(80,3^\circ)]} \right] \\ &- \int_0^{80,3} \text{Erf} \left[-\frac{\sin(80,3^\circ) \cdot [1 + \cos(\varphi)] \cdot [1 - 2 \cdot 0,044 \cdot \sin(\varphi)] - \pi \cdot 0,114 \cdot [1 + \cos(80,3^\circ)]}{\sqrt{2} \cdot \pi \cdot 0,168 \cdot [1 + \cos(80,3^\circ)]} \right] \\ &\cdot \frac{d\varphi}{[1 + \cos(\varphi)]} = \\ &= 0,903 \end{aligned}$$

5.3.2.4. Eficiencia óptica

Una vez se ha llegado a este punto, se puede obtener el parámetro más importante de este bloque de cálculos, el rendimiento óptico del colector.

Este valor al estar estrechamente relacionado con el ángulo de incidencia, también sufrirá una variación a lo largo del año y a lo largo del día. Con ayuda de la *ecuación 4.7* y de todas las variables calculadas hasta el momento se obtienen los siguientes resultados.

Consecuencia del ángulo de incidencia se observa como en verano el rendimiento óptico del colector alcanza valores bastante altos, del orden del 75%, mientras que en invierno dichos valores apenas superan el 40%.

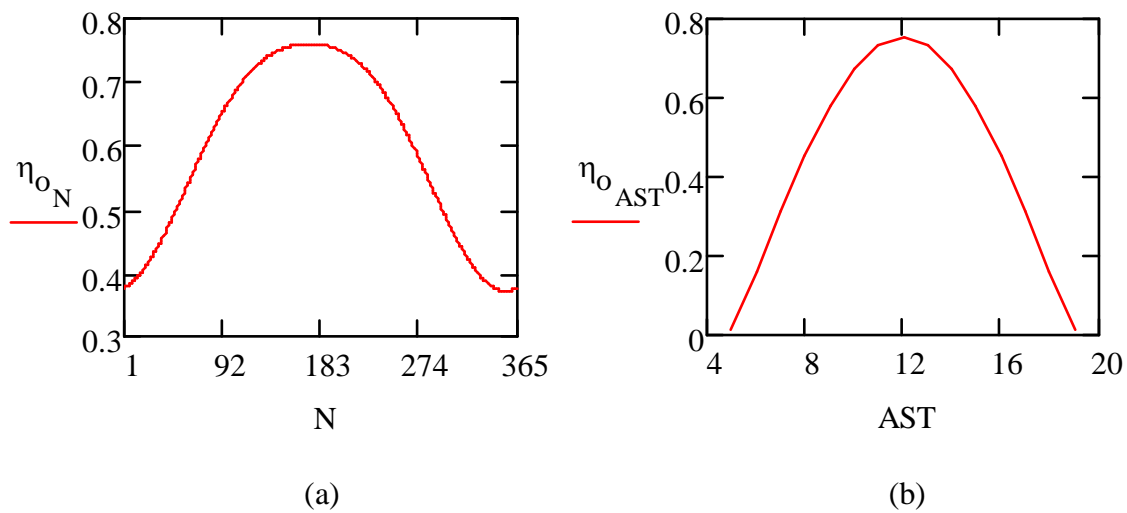


Figura 5.2 Eficiencia óptica (a) En función del día del año a las 12 horas del mediodía. (b) En función de la hora del día para el día 13 de julio.

En la *figura 5.2b* únicamente aparece el rendimiento óptico entre las 05:00 horas de la mañana y las 19:00 horas de la tarde. Fuera de dicha franja no tiene sentido hablar de eficiencia óptica ya que la radiación, según se ha visto en la *tabla 5.2*, en el mejor de los casos comienza a aparecer a partir y hasta dichas horas, encontrándose los colectores desenfocados para cualquier otro momento del día.

Tabla 5.8 Eficiencia óptica horaria para el día 13 de cada mes.

Eficiencia óptica												
	Ener.	Febr.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,023	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
06:00	0,000	0,000	0,000	0,056	0,134	0,173	0,162	0,103	0,010	0,000	0,000	0,000
07:00	0,000	0,027	0,116	0,217	0,289	0,323	0,313	0,261	0,172	0,071	0,000	0,000
08:00	0,101	0,174	0,268	0,368	0,434	0,463	0,455	0,409	0,324	0,221	0,129	0,084
09:00	0,222	0,301	0,399	0,498	0,559	0,584	0,578	0,536	0,455	0,350	0,252	0,204
10:00	0,315	0,398	0,499	0,598	0,656	0,678	0,673	0,635	0,556	0,450	0,348	0,296
11:00	0,374	0,460	0,563	0,662	0,718	0,738	0,733	0,697	0,620	0,513	0,407	0,354
12:00	0,394	0,481	0,585	0,683	0,739	0,759	0,754	0,719	0,642	0,534	0,428	0,374
13:00	0,374	0,460	0,563	0,662	0,718	0,738	0,733	0,697	0,620	0,513	0,407	0,354
14:00	0,315	0,398	0,499	0,598	0,656	0,678	0,673	0,635	0,556	0,450	0,348	0,296
15:00	0,222	0,301	0,399	0,498	0,559	0,584	0,578	0,536	0,455	0,350	0,252	0,204
16:00	0,101	0,174	0,268	0,368	0,434	0,463	0,455	0,409	0,324	0,221	0,129	0,084
17:00	0,000	0,027	0,116	0,217	0,289	0,323	0,313	0,261	0,172	0,071	0,000	0,000
18:00	0,000	0,000	0,000	0,056	0,134	0,173	0,162	0,103	0,010	0,000	0,000	0,000
19:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,023	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Para el día de referencia dentro de cada mes también se ha obtenido el rendimiento óptico horario mostrado en la tabla anterior y que se utilizará más adelante en el cálculo del sistema de almacenamiento y de la energía producida.

5.4. Cálculos térmicos

Los cálculos térmicos que se desarrollaron en el capítulo anterior han sido implementados mediante la herramienta informática *Matlab*. Ello ha ayudado a agilizar todo el proceso, ya que como se explicó, se trata de un método iterativo y resulta bastante farragoso y aburrido realizar a mano los cálculos una y otra vez hasta dar con la solución.

5.4.1. Datos iniciales

Además de los datos geométricos de los diferentes elementos de los colectores y de los resultados obtenidos mediante el análisis óptico, para comenzar con el proceso de cálculo es necesario definir las temperaturas iniciales que se van a utilizar en función de otras ya conocidas como, por ejemplo, la del ambiente.

En primer lugar es preciso fijar la temperatura a la que se encuentra el tanque frío de almacenamiento y que será la misma a la que entrará el fluido al campo de colectores para verse sometido a un aumento de temperatura gracias a la radiación solar.

Esta temperatura debe ser lo suficientemente elevada como para evitar que se llegue al punto de congelación de la sal fundida que es uno de los problemas que acarrea el uso de este tipo de fluido. El punto de fusión de la sal en cuestión para este proyecto se sitúa en torno a los 150 °C.

El valor que se ha escogido para la temperatura del tanque caliente ha sido la que normalmente se emplea, tanto en las centrales con aceite como en la central de pruebas con sales fundidas situada en Italia. Por lo tanto, este valor se fija en 290 °C.

$$T_{in.f.colector} = 290\text{ °C}$$

A partir de este valor y de la temperatura ambiente se obtienen, mediante las ecuaciones 4.20, 4.21 y 4.22, la temperatura inicial del fluido, del cristal y del tubo receptor.

$$T_{f,inicial} = 290\text{ °C}$$

$$T_{cristal,inicial} = \frac{290\text{ °C} + 24\text{ °C}}{2} = 157\text{ °C}$$

$$T_{abs,inicial} = \frac{290\text{ °C} + 157\text{ °C}}{2} = 223,5\text{ °C}$$

En cuanto a la temperatura de salida de los colectores, esta será uno de los resultados que se obtengan a lo largo de los cálculos desarrollados en este apartado. Esta variable determina la temperatura del tanque caliente de almacenamiento y la temperatura a la que operará la turbina de vapor. Los aceites térmicos utilizados habitualmente trabajan a temperaturas de en torno a los 380 °C. Al emplear una sal fundida como fluido de trabajo, esta temperatura se puede elevar por encima de dicho valor. En este caso, la temperatura de salida vendrá dada por la radiación solar en cada momento y será función de otros parámetros como la velocidad del fluido. Por lo tanto, esta temperatura será un parámetro de la solución como se ha dicho unas líneas más arriba.

La configuración de los lazos estará formada por un total de cuatro o seis colectores por lazo. Esto permitirá obtener resultados de potencia útil y pérdidas para un lazo. De este

modo se podrán utilizar estos datos para determinar el tamaño y la capacidad de almacenamiento y fijar definitivamente la configuración a adoptar.

Por último, cada lazo se va a dividir en diferentes partes que se irán calculando una detrás de otra para conseguir finalmente los resultados globales de todo el lazo. La longitud que se ha tenido en cuenta como longitud de cada tramo es de 1,458 metros. Este valor se corresponde con la división de un colector en cien partes iguales. Distancias menores alcanzarían mayores precisiones, aunque en este caso se puede considerar un valor apropiado los 1,485 metros.

$$L_{tramo} = 1,485 \text{ m}$$

5.4.2. Velocidad del fluido

La velocidad del fluido es un parámetro que se irá variando desde 1 m/s hasta 3 m/s en intervalos de 0,1 m/s. Esta variación permitirá analizar la influencia de este valor en la temperatura de salida de los colectores y de la potencia útil obtenida en el fluido.

5.4.3. Superficie del tubo receptor y de la carcasa de cristal

Las superficies de interés para poder llevar a cabo los cálculos térmicos son la del tubo receptor (*ecuación 4.24*) y la de la carcasa de cristal que rodea al tubo anterior (*ecuación 4.25*). Con ayuda de la longitud de cada tramo se tienen las superficies que se utilizarán en el cálculo de las resistencias térmicas.

$$A_{abs} = \pi \cdot 0,07 \cdot 1,485 = 0,3266 \text{ m}^2$$

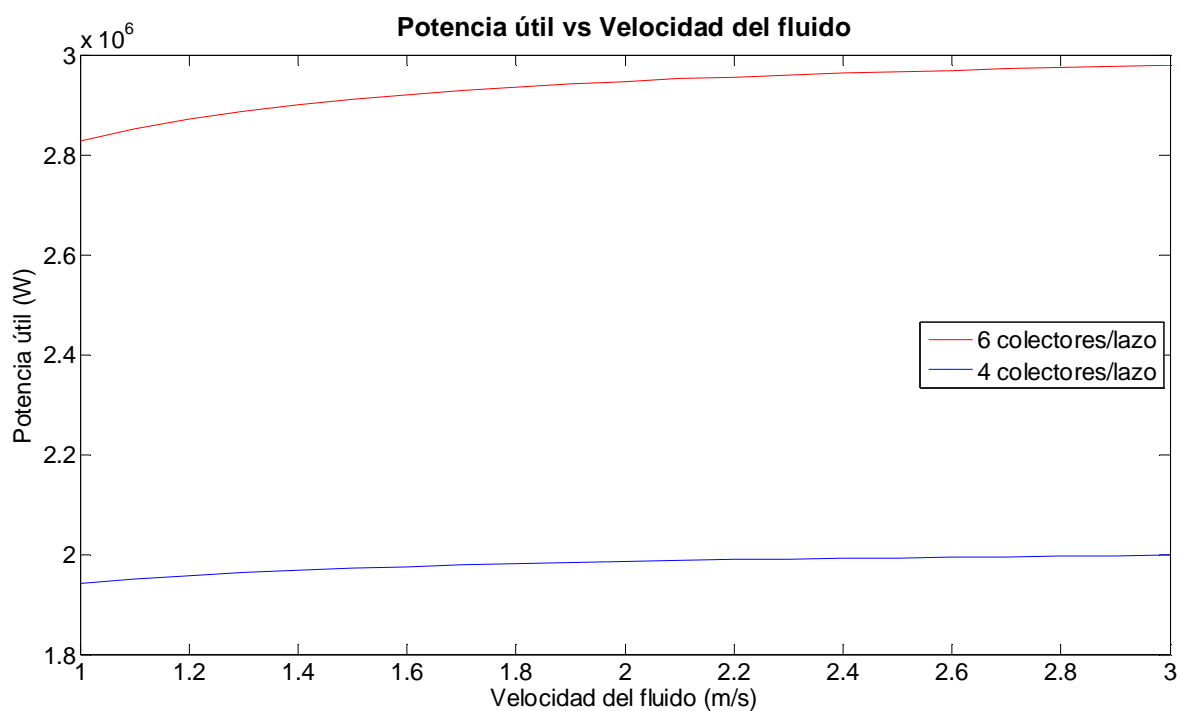
$$A_{cristal} = \pi \cdot 0,115 \cdot 1,485 = 0,5365 \text{ m}^2$$

5.4.4. Potencia útil, pérdidas de calor y temperatura a la salida de los colectores

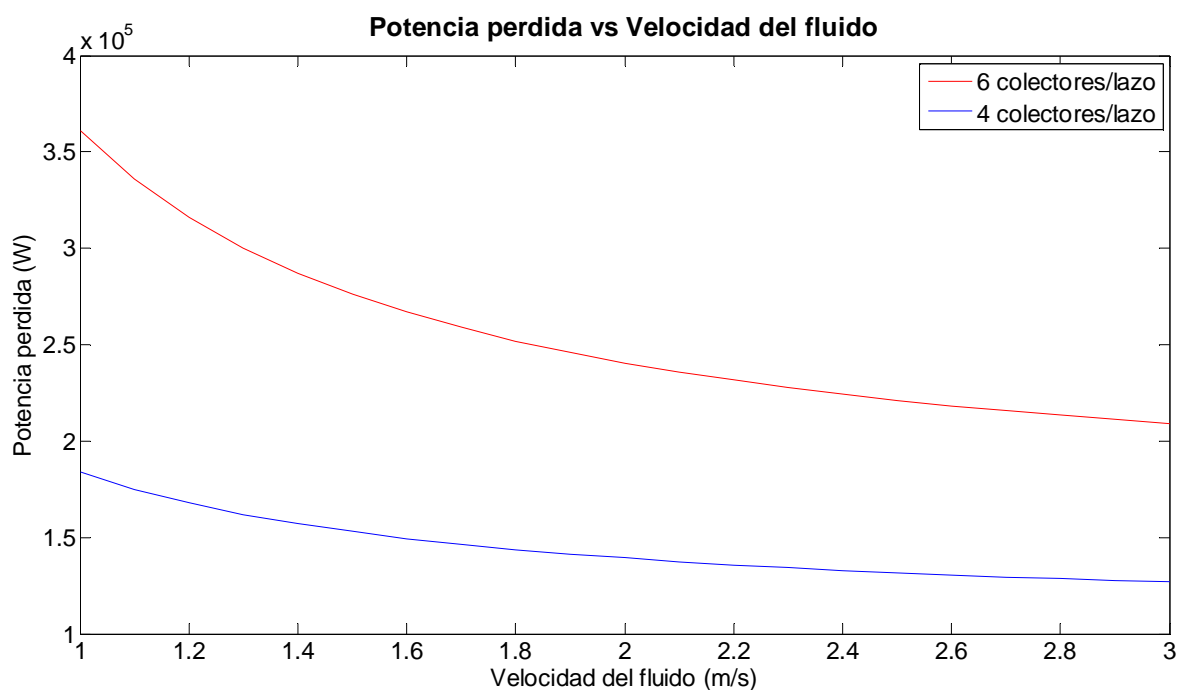
Siguiendo el método desarrollado en el capítulo anterior e ilustrado en la *figura 4.6* se puede calcular la potencia útil, las pérdidas de calor y la temperatura de salida de los colectores en función de la velocidad y para las dos configuraciones que se están teniendo en cuenta, 4 y 6 colectores por lazo.

La tolerancia impuesta a la hora de comparar los valores obtenidos en una iteración y en la anterior será de 0,0001 K.

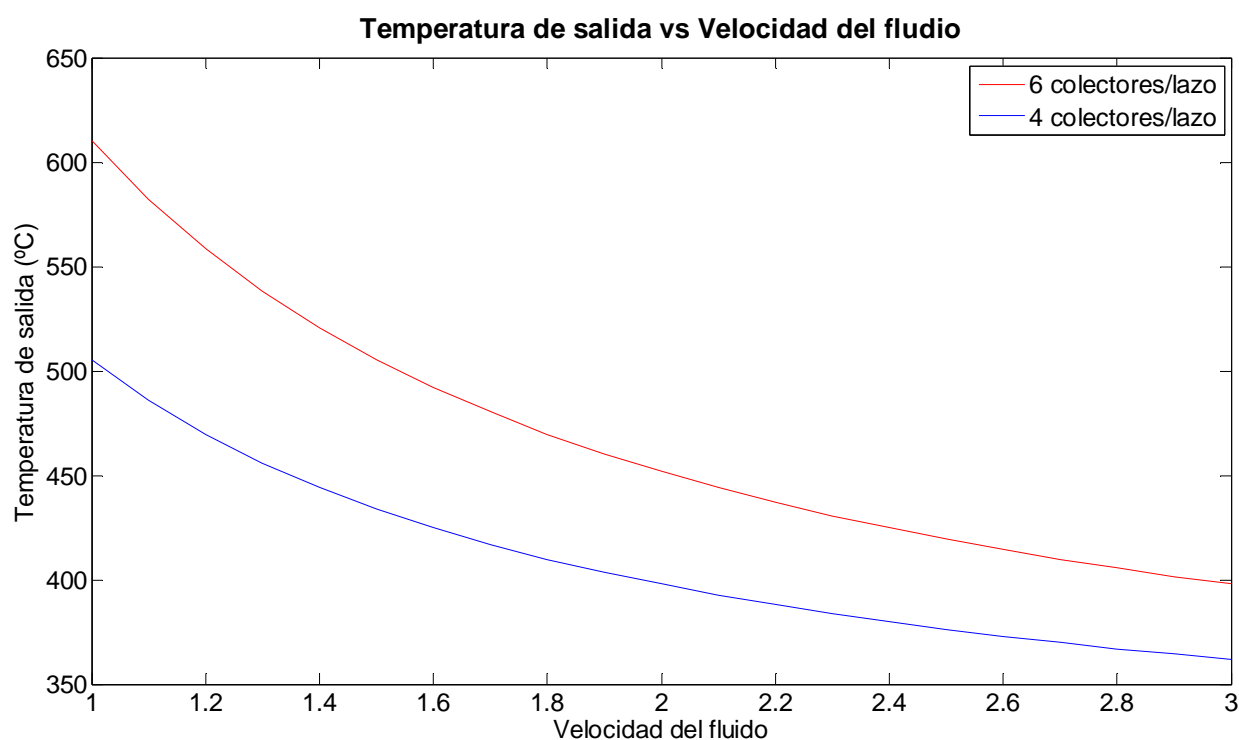
Los datos empleados para este cálculo son los del punto de diseño, 13 de julio a las 12 horas del mediodía. La radiación solar en estas condiciones tiene un valor de $822,3 \text{ W/m}^2$, *tabla 5.3*. A partir de los cálculos ópticos se ha obtenido la eficiencia óptica que se utilizará en la obtención de estos resultados, *tabla 5.8*.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.3 (a) Potencia útil en función de la velocidad del fluido. (b) Potencia perdida en función de la velocidad del fluido. (c) Temperatura a la salida del lazo en función de la velocidad del fluido.

Como se puede ver en las gráficas, a mayor velocidad del fluido se tiene una mayor potencia útil y una menor temperatura a la salida de los colectores. Este hecho se explica debido a que una mayor velocidad hace que el fluido no esté mucho tiempo circulando por los colectores y por lo tanto no logre alcanzar mayores temperaturas. A su vez, cuanto mayor es la temperatura del fluido, mayores son las pérdidas de calor hacia el exterior y por lo tanto menor es la potencia útil que se puede extraer del fluido.

Para el dimensionamiento de la planta se va a tomar una temperatura de entrada a la turbina de 500 °C. El motivo por el cual se elige este valor y no otro es porque, dentro de los valores altos que se quieren tener para analizar los resultados de emplear una sal fundida, se encuentra dentro de unos valores aceptables en cuanto a estabilidad de la sal y seguridad. La sal fundida con la que se está trabajando tiene una temperatura máxima de trabajo recomendada por el fabricante de 538 °C. Con el valor escogido se tiene un cierto margen de seguridad ante aumentos de temperatura anormales. Esto requiere que la temperatura a la salida de los colectores sea algo mayor debido a las pérdidas que se ocasionan en el trayecto desde los colectores hasta el tanque de almacenamiento. Por lo tanto, se escogerá un valor aproximado de unos 505°C a la salida de los colectores.

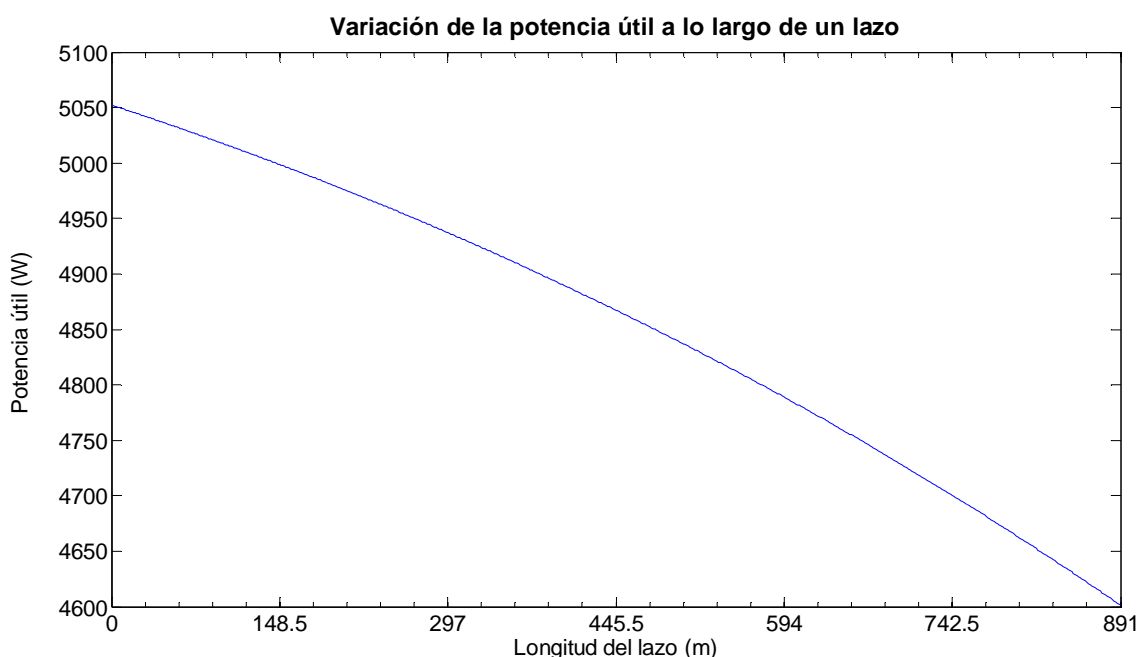
Esta elección ofrece dos opciones, una velocidad de 1 m/s para la configuración de 4 colectores por lazo y una velocidad de 1,5 m/s para la configuración de 6 colectores por lazo. La primera de las opciones se encuentra en el límite en cuanto a velocidad del fluido se refiere. Velocidades por debajo de 1 m/s podría ocasionar la pérdida del régimen turbulento necesario para la correcta transferencia de calor en el fluido, además de posibles ensuciamientos en las tuberías del circuito. Por esta razón, se va a optar por la segunda opción. A partir de este momento todo lo que sigue se hará de acuerdo a esta elección.

En definitiva, los resultados que se obtienen en este análisis térmico nos permiten fijar la configuración del campo solar a 6 colectores por lazo y la velocidad del fluido a 1,5 m/s.

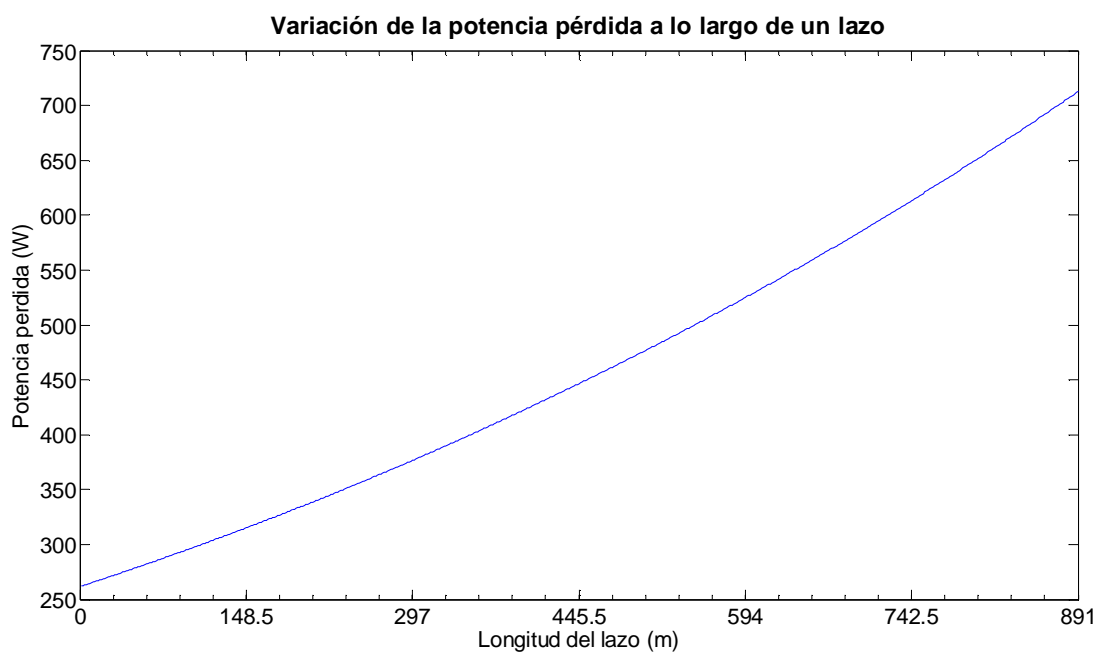
$$v_f = 1,5 \text{ m/s}$$

5.4.5. Potencia útil, potencia perdida y temperatura a lo largo de un lazo

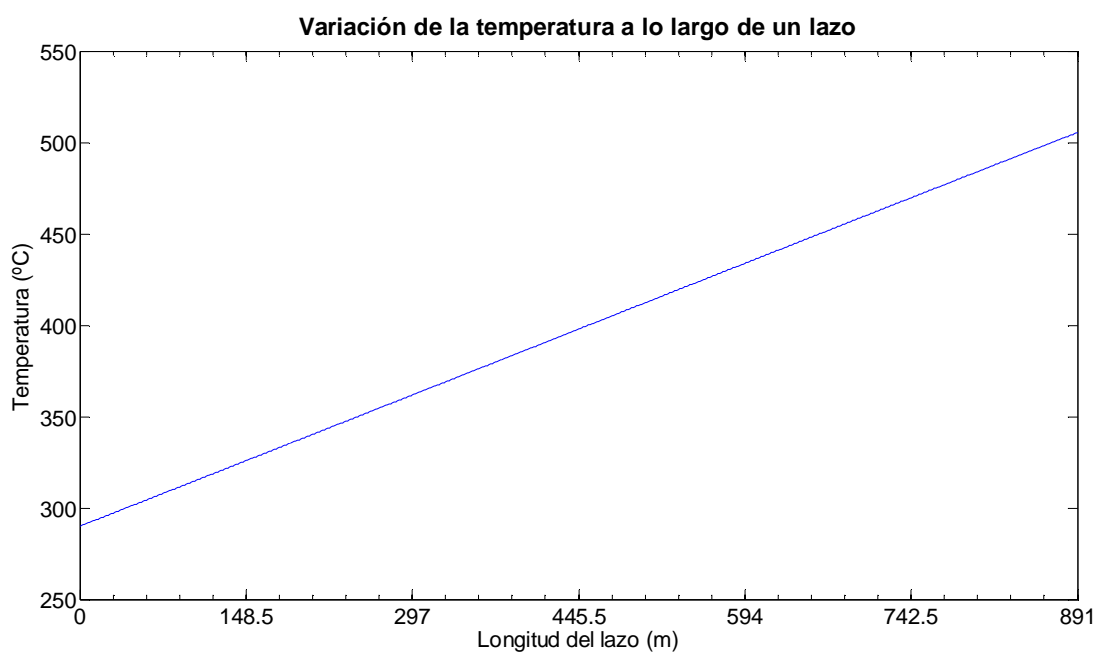
Una vez se ha acotado el diseño en cuanto a la longitud de los lazos, 6 colectores por lazo, y la velocidad del fluido, resulta interesante analizar como varían los parámetros anteriores a su paso por los colectores con la configuración escogida.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.4 Variación de la potencia útil (a), potencia perdida (b) y temperatura (c) a lo largo de un lazo.

A la vista de los resultados se observa que la potencia útil cae con la distancia a su vez que aumenta la potencia perdida. Se intuye un comportamiento exponencial, aunque no tan

acusado como el que se esperaba obtener. Esta leve tendencia exponencial de las pérdidas de calor demuestra que a medida que el fluido aumenta su temperatura la transferencia de calor desde el interior del tubo receptor hacia el exterior cobra mayor importancia.

En el caso de la temperatura esta aumenta linealmente. Este resultado también sorprende en relación a lo que se esperaba obtener. Se esperaba que esta evolución tuviera un comportamiento logarítmico y que el efecto de las pérdidas tuviera mayor influencia a partir de una determinada temperatura donde éstas dominarían.

En el caso de emplear un aceite térmico como fluido de trabajo donde el incremento de temperatura en un lazo es menor también se tienen resultados similares a los obtenidos en la *figura 5.4*. El salto de temperatura entre un colector y otro para el aceite se sitúa alrededor de un grado.

5.5. Ciclo de potencia

5.5.1. Turbina

La turbina elegida para la implementación de este ciclo es la turbina *SST-700* de Siemens. Su utilización está muy extendida en aplicaciones de ciclo combinado y centrales termosolares como es este caso.

Se trata de una turbina dividida en dos etapas que facilita la opción de realizar un recalentamiento intermedio durante la expansión. A su vez, cada etapa dispone de tomas de intermedias utilizadas para extraer vapor y así precalentar el agua de alimentación del generador de vapor. En concreto, está dotada de siete tomas distribuidas a lo largo de los bloques de alta y baja presión.

Otras características de interés como los parámetros límite de operación y sus dimensiones se pueden encontrar en el catálogo del fabricante, mostrándose en la siguiente tabla.

5.5.2. Parámetros de operación

Antes de comenzar con el cálculo de los estados termodinámicos de los puntos indicados en la *figura 4.7* es necesario definir las características iniciales a partir de las cuales se basarán los cálculos posteriores.

Estos valores son la temperatura de entrada a la turbina, las presiones correspondientes a la entrada, en el condensador y en las diferentes extracciones de vapor realizadas y, los rendimientos isentrópicos de la turbina y las bombas [48].

Tabla 5.9 Turbina SST-700 de Siemens [65].

Turbina SST-700	
Datos técnicos	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia entregada de hasta 175 MW • Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bar • Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585 °C • Velocidad de giro de 3000-13200 rpm • Extracción controlada de hasta 40 bar y hasta 415 °C • Hasta 7 tomas; hasta 120 bar • Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 40 bar o condensación de hasta 0,6 bar • Presión del vapor de escape (recalentado) de hasta 3 bar • Área de escape 1,7-11 m²
Dimensiones típicas	<ul style="list-style-type: none"> • Longitud: 22 m[*] • Ancho: 15 m[*] • Altura: 6 m[*] <p style="text-align: right;">[*]Incluyendo condensador</p>
Características	<ul style="list-style-type: none"> • Contrapresión/condensación • Módulos de turbina prefabricados • Posible disposición paralela • AP como unidad de contrapresión, BP como cola de condensación • Trayecto de vapor a medida del cliente • Extracción simple en turbo de comunicación • Escape radial/axial • Aplicaciones de recalentamiento

La temperatura de entrada a la turbina se ha fijado en 500 °C. Como se ha comentado anteriormente, la temperatura que se tiene a la salida del campo solar deberá ser algo mayor debido a las pérdidas en el transporte hasta el sistema de almacenamiento.

Aunque los cálculos se realicen para esta temperatura, se hará un análisis del rendimiento térmico del ciclo de potencia para temperaturas comprendidas entre los 400 °C y los 500 °C. De esta forma, se verá una de las ventajas que tiene el empleo de sales fundidas como fluido de trabajo, al alcanzar mayores temperaturas que los aceites térmicos.

En cuanto a las presiones, para el generador de vapor se tomará una presión de 100 bares mientras que para el condensador se optará por una presión de 0,08 bares. Estos valores son los valores típicos que se encuentran en cualquier central térmica. En este caso no importa del tipo que sea ya que, esta parte de la instalación tiene características similares en todas ellas.

En el caso de las presiones intermedias, puesto que su determinación requiere de un análisis más completo y profundo del ciclo de potencia y este no es el objetivo de este proyecto, se tomarán los valores publicados en la bibliografía [48] y que se muestran a continuación.

Tabla 5.10 Parámetros de operación del ciclo de vapor [48].

Parámetros de operación		
Temperatura de entrada a la turbina (°C)	$T_{in.turb}$	500
Presión generador de vapor (bar)	P_{alta}	100
Presión condensador (bar)	P_{cond}	0,08
Terminal temperature difference (°C)	TTD	1,5
Drain cooling approach (°C)	DCA	5
Presión 1ª extracción (bar)	P_{1ex}	45,4
Temperatura de saturación 1ª extracción (°C)	$T_{sat.1ex}$	258,02
Presión 2ª extracción (bar)	P_{2ex}	20,6
Temperatura de saturación 2ª extracción (°C)	$T_{sat.2ex}$	213,97
Presión 3ª extracción (bar)	P_{3ex}	8,75
Temperatura de saturación 3ª extracción (°C)	$T_{sat.3ex}$	174,15
Presión 4ª extracción (bar)	P_{4ex}	3,63
Temperatura de saturación 4ª extracción (°C)	$T_{sat.4ex}$	140,12
Presión 5ª extracción (bar)	P_{5ex}	1,22
Temperatura de saturación 5ª extracción (°C)	$T_{sat.5ex}$	104,81
Presión 6ª extracción (bar)	P_{6ex}	0,346
Temperatura de saturación 6ª extracción (°C)	$T_{sat.6ex}$	72,15
Rendimiento isentrópico turbina	η_{st}	0,85
Rendimiento isentrópico bomba	η_{sb}	0,85

Tanto la turbina como las bombas se supondrán con un rendimiento isentrópico del 85%.

5.5.3. Estados termodinámicos del ciclo de vapor

Con los datos mostrados en la *tabla 5.10* se pueden calcular todos los estados termodinámicos del ciclo *Rankine*. La *tabla 5.11* muestra los resultados de estos cálculos con la presión, temperatura y entalpía específica de cada uno de los puntos mostrados en la *figura 4.8*.

Algunos de los valores de presión, temperatura y entropía se encuentran sombreados. Esto quiere decir que son las propiedades conocidas del estado en cuestión y que permiten conocer las que todavía no lo son.

Tabla 5.11 Estados termodinámicos.

500°C									
Punto	P (bar)	T (°C)	Entalpía (kJ/kg)	Entropía (kJ/kg·K)	Punto	P (bar)	T (°C)	Entalpía (kJ/kg)	Entropía (kJ/kg·K)
1	0,08*	41,52	173,88	0,59259	14	20,6	500	3467,00	7,41750
2s	8,75	41,55	174,75	0,59259	15s	8,75	365,60	3192,88	7,41750
2	8,75	41,59	174,90	-	15	8,75	385,02	3234,00	-
3	8,75	70,47	295,78	-	16s	3,63	248,19	2961,20	7,41750
4	8,75	103,51	432,97	-	16	3,63	285,22	3027,00	-
5	8,75	138,62	583,03	-	17s	1,22	129,28	2732,90	7,41750
6	8,75*	174,15	737,40	2,08255	17	1,22	184,49	2843,00	-
7s	100	175,34	747,59	2,08255	18s	0,346	72,43	2526,31	7,41750
7	100	174,76	749,40	-	18	0,346	72,43	2667,00	-
8	100	212,47	911,69	-	19s	0,08	41,52	2321,46	7,41750
9	100	256,52	1116,75	-	19	0,08	41,52	2493,00	-
10	100	500	3374,00	-	20	0,346	36,55	152,62	-
11s	45,4	372,52	3092,69	6,59706	21	1,22	65,47	274,86	-
11	45,4	372,02	3135,00	-	22	3,63	98,51	411,50	-
12s	20,6	264,86	2936,54	6,59706	23	20,6	179,76	722,64	-
12	20,6	291,92	3002,00	-	24	45,4	207,47	886,46	-
13	20,6	291,92	3002,00	-					

* Líquido saturado. Los recuadros sombreados se refieren a los datos de entrada.

5.5.4. Fracciones másicas en cada elemento

Mediante el empleo de los resultados del apartado anterior y del sistema de ecuaciones dado por las *ecuaciones 4.85 y 4.86* se obtienen las siguientes fracciones másicas.

Tabla 5.12 Fracciones másicas en cada extracción.

500°C						
y_{11}	y_{12}	y_{15}	y_{16}	y_{17}	y_{18}	y_{19}
0,091	0,065	0,05	0,045	0,04	0,034	0,675

La mayor parte del vapor se acaba expandiendo completamente en la turbina de baja presión, obteniendo así la mayor parte de la potencia útil. Las demás expansiones cuentan con un porcentaje pequeño de vapor, del 9,1% al 3,4% ya que su misión principal no es la de obtener potencia útil, sino la de ir elevando la temperatura del agua de alimentación al generador de vapor para incrementar de esta manera el rendimiento total del ciclo de vapor.

5.5.5. Potencias específicas, caudal másico total y rendimiento del ciclo

Una vez llegados a este punto, ya se está en disposición de obtener las potencias específicas, caudal másico total de agua que debe circular por el generador de vapor y rendimiento térmico del ciclo.

Para determinar este caudal es preciso definir el nivel de potencia a la que operará la central. Como se explicó en el apartado de *almacenamiento térmico* del capítulo anterior, por motivos de normativa, la potencia máxima que se puede instalar si se quiere ser beneficiario de la prima ofrecida por el Estado con respecto a la tarifa de Régimen Especial está fijada en 50 MW. Este proyecto quiere acogerse a dicha tarifa y por lo tanto, se asignará a la potencia instalada un valor de 49,99 MW.

$$\dot{W}_{eléctrica} = 49,99 \text{ MW}$$

Para el rendimiento electromecánico se ha tomado un valor del 98%.

$$\eta_{em} = 0,98$$

Empleando las *ecuaciones 4.87 a 4.92* se tienen los siguientes resultados.

Tabla 5.13 Potencias específicas, caudal másico y rendimiento del ciclo

500°C					
\dot{w}_{turb} (kJ/kg)	\dot{q}_{cond} (kJ/kg)	\dot{w}_{bomba} (kJ/kg)	\dot{q}_{gen} (kJ/kg)	\dot{m}_{total} (kg/s)	η_{ciclo}
1100	1842	13,03	2650	46,37	0,41

Además de los cálculos para la temperatura de entrada a la turbina de 500 °C, también se ha echado un pequeño cálculo del rendimiento térmico del ciclo para un rango de temperaturas de entre los 400 °C y los 500 °C (*figura 5.5*).

A la vista de los resultados, se puede ver que, como era de esperar, el aumento de la temperatura de entrada a la turbina lleva asociado un incremento del rendimiento global del ciclo. El uso de sales fundidas como fluido de trabajo en el campo solar permite poder alcanzar eficiencias del 41%, mientras que con un aceite térmico como el que se usa convencionalmente hasta la fecha nos situamos en rendimientos de entorno al 38-39%. Este aumento de temperatura también repercute en una disminución del caudal másico de agua.

No obstante, estas operaciones también llevan asociado algún inconveniente o desventaja como es el aumento de la potencia térmica en el condensador, es decir, en la refrigeración. Llevando al empleo de una torre de refrigeración mayor.

Estos resultados se tendrán en cuenta a la hora de analizar los cálculos del campo solar, puesto que influirán en su tamaño y consecuentemente en el coste de toda la instalación.

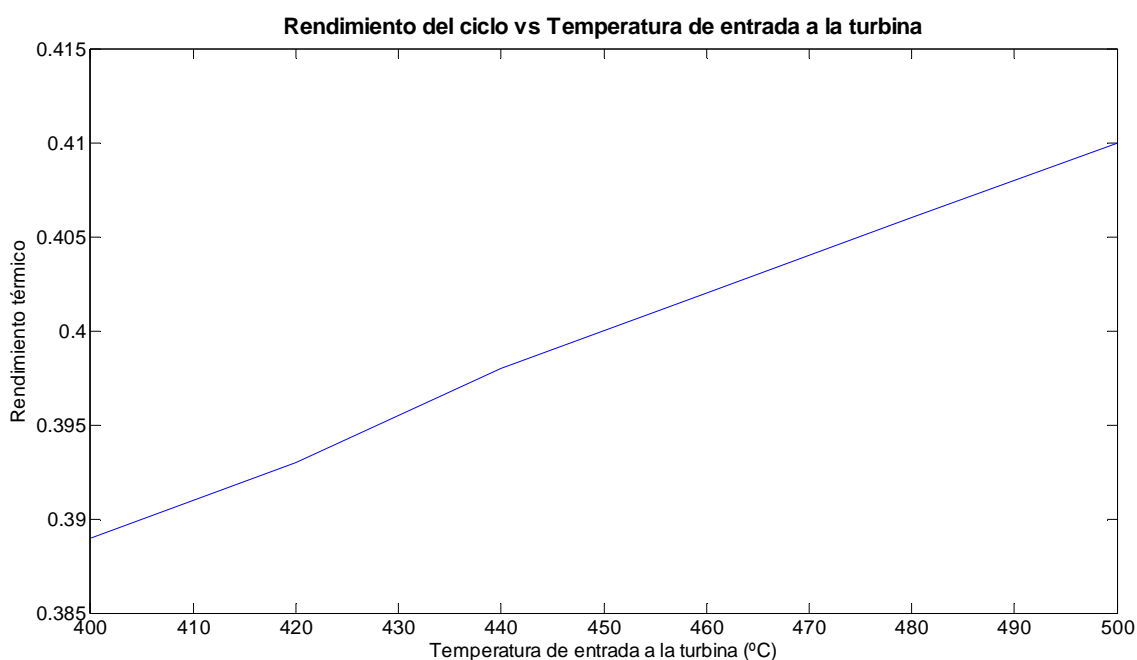


Figura 5.5 Rendimiento térmico del ciclo de potencia en función de la temperatura de entrada a la turbina.

5.6. Diseño de la planta

El primer paso para determinar el almacenamiento térmico es decidir la potencia eléctrica instalada que generará la central solar. Esta potencia se ha fijado anteriormente en 49,99 MW por la sencilla razón de poder percibir una prima por parte del Estado [20].

Esta potencia determina la potencia térmica necesaria en el campo de colectores para poder cubrir dicha demanda. Para ello, antes se tiene que evaluar la potencia necesaria en el eje de la turbina por medio del rendimiento electromecánico (*ecuación 4.93*).

$$\dot{W}_{eje} = \frac{49,99 \text{ MW}}{0,98} = 51,01 \text{ MW}$$

De este modo, la potencia térmica en el campo solar deberá ser de (*ecuación 4.94*)

$$\dot{Q}_{térmica} = \frac{51,01 \text{ MW}}{0,41} = 124,42 \text{ MW}_t$$

5.6.1. Almacenamiento térmico

La selección de la capacidad de almacenamiento depende un poco de las pretensiones que se quieran tener en cada proyecto. En este caso, por tratarse de un proyecto cuyo objetivo es analizar algunos parámetros de diseño y sacar conclusiones al respecto, se ha optado por definir varias capacidades de almacenamiento y observar las diferencias que entre ellas existen. De esta manera se van a estudiar capacidades de almacenamiento de 4 horas, 8 horas y 12 horas. Estos tiempos determinarán el número de lazos que forman la instalación y el múltiplo solar.

De acuerdo con el método explicado en el capítulo 4 (ecuaciones 4.96 a 4.98), esta determinación se realizará siguiendo un proceso de prueba y error hasta dar con la capacidad de almacenamiento deseada.

Realizando los cálculos con varios números de lazos, finalmente, se obtiene el valor exacto de ellos para las capacidades de almacenamiento deseadas, haciendo uso de un algoritmo desarrollado en *Matlab* para este efecto. La figura 5.6 muestra el resultado de este cálculo en cuanto al múltiplo solar se refiere. Como datos se han cogido los valores horarios de radiación y rendimiento óptico del día de diseño, tablas 5.2 y 5.8.

A partir de la figura se puede ver como el valor del múltiplo solar aumenta a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento, puesto que para poder operar durante mayor tiempo la central se requiere un mayor sobre dimensionamiento del campo de colectores.

Se observa que dependiendo del tamaño del campo solar, la energía requerida, $\dot{Q}_{\text{térmica}}$, se alcanza de una forma más o menos lenta. Para una capacidad de almacenamiento de 4 horas, la radiación solar empieza a ser suficiente a partir de las 08:30 horas de la mañana aproximadamente, y el sistema de almacenamiento comienza a funcionar pasadas las 15:30 horas de la tarde debido a que la potencia procedente del Sol deja de ser suficiente. En el otro extremo, para 12 horas de almacenamiento, alrededor de las 07:15 horas de la mañana ya se tiene energía suficiente para almacenar, durando el tiempo de almacenamiento hasta las 16:45 horas de la tarde.

Estos resultados influyen en el tiempo que la central estará funcionando. Al sobrepasar el valor unidad del múltiplo solar a una hora más temprana y volverlo a rebasar a una hora más tardía, se consigue que el sistema de almacenamiento comience a funcionar más tarde, ampliando el tiempo de funcionamiento de la central. Para los casos en cuestión que se están teniendo en cuenta, dichos tiempos de actividad, para el punto de diseño, se muestran a continuación.

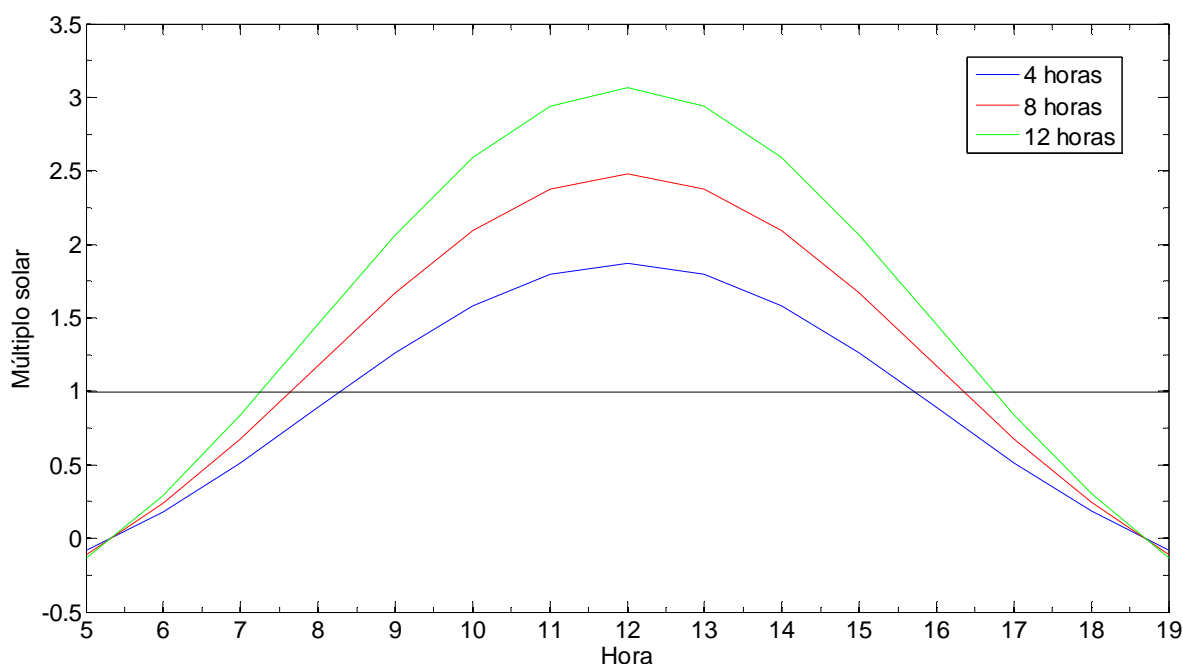


Figura 5.6 Múltiplo solar.

A primera y última hora del día se tiene un múltiplo solar negativo a que se tiene apenas radiación y las pérdidas de calor son mayores que la energía útil captada por el fluido. Para solventar este inconveniente, no se gasta el almacenamiento completamente, sino que se reservan un par de horas de energía almacenada para poder realizar el arranque de la central a primera hora de la mañana.

También es conveniente apuntar que la energía almacenada no tiene porque utilizarse toda una vez que se ha puesto es Sol, sino que se puede reservar una parte para producir a primera hora de la mañana. De este modo, la central termosolar dejaría de generar electricidad en las horas valle donde ingresaría menos dinero y pasaría a producir en horas donde la venta de la energía generada produjera mayor beneficio.

Tabla 5.14 Tiempo diario total de funcionamiento (a plena potencia), energía acumulada y número de lazos.

	4 horas	8 horas	12 horas
Tiempo de funcionamiento con $MS > 1$	7 horas	8,5 horas	9,5 horas
Total	11 horas	16,5 horas	21,5 horas
$Q_{almac.total}$ (MWh)	516,25	1011,10	1513,70
Número de lazos	80	106	131

5.6.2. Sistema de almacenamiento

Conocida la energía que se almacena y empleando las *ecuaciones 4.99 a 4.106* se pueden obtener las dimensiones de los tanques de almacenamiento así como la cantidad de sales que son necesarias almacenar.

Las diferencias entre el tamaño del tanque caliente y el tanque frío no son muy grandes, siendo prácticamente de iguales dimensiones uno y otro. Donde sí existe diferencia es entre los diferentes tiempos de almacenamiento, puesto que el volumen de sales necesarias es mayor.

Tabla 5.15 Dimensiones del sistema de almacenamiento.

		4 horas	8 horas	12 horas
Masa de sales m_{almac} (Tm)		5666	11097	16613
Radio R_{tan} (m)	Tanque caliente	8,45	10,57	12,09
	Tanque frío	8,22	10,28	11,76
Altura h_{tan} (m)	Tanque caliente	16,90	21,14	24,28
	Tanque frío	16,43	20,56	23,52

5.6.3. Dimensiones del campo solar

A partir del número de lazos que componen el campo solar se puede determinar cuáles son las dimensiones que ocupará la central termosolar.

Las distancias de separación entre una fila de colectores y otra tendrá un valor de 17,3 metros [17]. La longitud de cada una de las filas viene determinada por el número de colectores que las forman. En este caso cada lazo está compuesto por 6 colectores y se divide en dos filas, una de ida y otra de regreso, resultando cada fila de 3 colectores. A las longitudes de los colectores hay que sumarle los tramos de conexión entre unos colectores y otros y, los tramos al comienzo y final de cada fila, siendo estos 0,5 metros para las uniones entre colectores, 2 metros al comienzo de la fila y 1 metro al final de esta.

La configuración escogida ha sido en “H” debido su gran superficie de captación con cuatro sub-campos. El tamaño de los sub-campos será prácticamente igual uno de otro, salvo pequeñas diferencias para ajustar el número de lazos que se han obtenido.

Tabla 5.16 Dimensiones del campo solar.

	4 horas	8 horas	12 horas
Lazos	80	106	131
Lazos/sub-campo	4 x 20	3 x 26 1 x 28	2 x 32 1 x 33 1 x 34
Longitud sub-campo (m)	350,24	454,18 488,49	557,98 592,29
Anchura sub-campo (m)	913		
Dimensiones totales (m)	1938 x 700,47	1938 x 942,67	1938 x 1150,27

De acuerdo al número de lazos obtenido para cada uno de los tiempos de almacenamiento, se tendrán las siguientes dimensiones de campo solar según la *figura 5.7*. Dicha figura es un esquema ilustrar cómo sería la disposición de la planta. Por simplicidad, únicamente se han dibujado algunos lazos. Al final de este capítulo se muestran las disposiciones reales para cada uno de los casos que se están abordando.

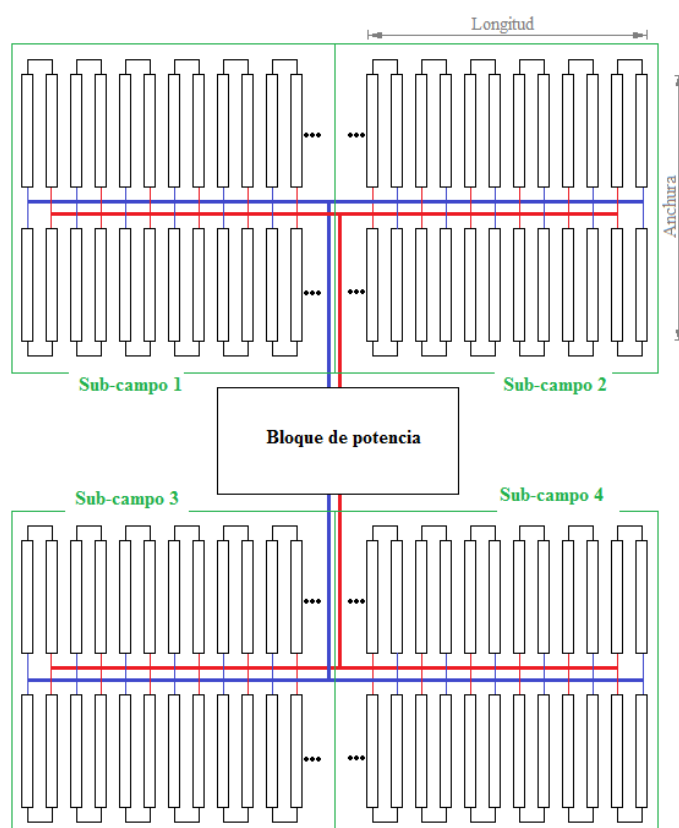


Figura 5.7 Distribución del campo solar.

De acuerdo a las plantas termosolares existentes, se puede hacer una aproximación a las dimensiones que se necesitan para ubicar todo el complejo central de la instalación. Este complejo se compone del bloque de potencia, el sistema de almacenamiento y demás sistemas y edificios necesarios para el funcionamiento de la central. Típicamente, se requiere una superficie de 30000 m² (300 x 100 metros).

5.6.4. Potencia de bombeo

De acuerdo a lo explicado en el *capítulo 4* con respecto al sistema de bombeo se puede obtener la potencia de bombeo considerando las dimensiones del campo solar, el caudal que circula por los colectores y los coeficientes de pérdidas secundarios correspondientes.

Los tramos que discurren entre una conexión y otra, tanto en el sentido de ida como en el de retorno tienen una longitud de 34,6 metros, exceptuando los tramos de entrada y salida a cada sub-campo que dispondrán de la mitad de longitud.

A continuación se muestran los cálculos realizados y los resultados obtenidos para la potencia de bombeo.

Tabla 5.17 Cálculos de la potencia de bombeo.

500 °C	80	IMPULSIÓN										
	Caudal total (kg/s)	Caudal sub-campo (kg/s)	Caudal lazo (kg/s)	Velocidad (m/s)	Densidad (kg/m ³)	Viscos. (Pa·s)						
	692	179,74	8,99	1,5	1791,6	0,0018						
	Entrada	Tram.1	Tram.2	Tram.3	Tram.4	Tram.5	Tram.6	Tram.7	Tram.8	Tram.9	Principal	Lazo
Caudal (kg/s)	179,74	161,77	143,79	125,82	107,84	89,87	71,90	53,92	35,95	17,97	359,48	8,99
Diámetro (mm)	291,8	276,8	261,0	244,2	226,0	206,3	184,6	159,8	130,5	92,3	412,7	65,3
Diámetro tubo real (mm)	323,9	323,9	273,1	273,1	273,1	219,1	219,1	168,3	141,3	101,6	457,2	-
Diámetro int. real (mm)	304,84	304,84	254,56	254,56	247,7	206,4	206,4	161,5	134,5	95,5	431,8	64
Velocidad (m/s)	1,37	1,24	1,58	1,38	1,25	1,50	1,20	1,47	1,41	1,40	1,37	1,56
Espesor (mm)	9,53	9,53	9,27	9,27	12,7	6,35	6,35	3,4	3,4	3,05	12,7	-
Peso (kg/m)	75,01	75,01	61,22	61,22	82,8	33,82	33,82	14,04	11,74	7,53	141,35	-
Reynolds	417072	375365	399561	349616	307970	307995	246396	236174	189056	133131	588885	99328
Factor de fricción	0,0136	0,0139	0,0137	0,0141	0,0144	0,0144	0,0150	0,0151	0,0158	0,0170	0,0128	0,0180
ΔP (bar)	0,0560	0,0496	0,0861	0,0674	0,0567	0,0888	0,0588	0,1023	0,1092	0,1439	0,2653	2,8092
ΔP total (bar)	3,89											

500 °C	80	RETORNO										
	Caudal total (kg/s)	Caudal sub-campo (kg/s)	Caudal lazo (kg/s)	Velocidad (m/s)	Densidad (kg/m ³)	Viscos. (Pa·s)						
	692	179,74	8,99	1,5	1791,6	0,0018						
	Entrada	Tram.1	Tram.2	Tram.3	Tram.4	Tram.5	Tram.6	Tram.7	Tram.8	Tram.9	Principal	Lazo
Caudal (kg/s)	179,74	161,77	143,79	125,8182	107,8442	89,87	71,896	53,922	35,948	17,974	359,481	8,98701
Diámetro (mm)	291,8	276,8	261,0	244,2	226,0	206,3	184,6	159,8	130,5	92,3	412,7	65,3
Diámetro tubo real (mm)	323,9	323,9	273,1	273,1	273,1	219,1	219,1	168,3	141,3	101,6	457,2	-
Diámetro int. real (mm)	304,84	304,84	254,56	254,56	247,7	206,4	206,4	161,5	134,5	95,5	431,8	64
Velocidad (m/s)	1,37	1,24	1,58	1,38	1,25	1,50	1,20	1,47	1,41	1,40	1,37	1,56
Espesor (mm)	9,53	9,53	9,27	9,27	12,7	6,35	6,35	3,4	3,4	3,05	12,7	-
Peso (kg/m)	75,01	75,01	61,22	61,22	82,8	33,82	33,82	14,04	11,74	7,53	141,35	-
Reynolds	417072	375365	399561	349616	307970	307995	246396	236174	189056	133131	588885	99328
Factor de fricción	0,0136	0,0139	0,0137	0,0141	0,0144	0,0144	0,0150	0,0151	0,0158	0,0170	0,0128	0,0180
ΔP (bar)	0,0429	0,0523	0,0861	0,0708	0,0594	0,0888	0,0613	0,1060	0,1127	0,1474	0,2653	2,8145
ΔP total (bar)	3,91											

500 °C	106	IMPULSIÓN														
	Caudal total (kg/s)	Caudal sub-campo (kg/s)	Caudal lazo (kg/s)	Velocidad (m/s)	Densidad (kg/m3)	Viscos. (Pa·s)										
	952,94	251,72	8,99	1,5	1791,6	0,0018										
	Entrada	Tram.1	Tram.2	Tram.3	Tram.4	Tram.5	Tram.6	Tram.7	Tram.8	Tram.9	Tram.10	Tram.11	Tram.12	Tram.13	Principal	Lazo
Caudal (kg/s)	251,72	233,74	215,76	197,78	179,8	161,82	143,84	125,86	107,88	89,9	71,92	53,94	35,96	17,98	503,44	8,99
Diámetro (mm)	345,3	332,8	319,7	306,1	291,9	276,9	261,1	244,2	226,1	206,4	184,6	159,9	130,5	92,3	488,4	65,3
Diámetro tubo real (mm)	355,6	355,6	355,6	323,9	323,9	323,9	273,1	273,1	219,1	219,1	219,1	168,3	141,3	101,6	508	-
Diámetro int. real (mm)	336,54	336,54	336,54	304,84	304,84	304,84	254,56	247,7	206,4	206,4	206,4	161,5	134,5	95,5	455,62	64
Velocidad (m/s)	1,58	1,47	1,35	1,51	1,38	1,24	1,58	1,46	1,80	1,50	1,20	1,47	1,41	1,40	1,72	1,56
Espesor (mm)	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,27	12,7	6,35	6,35	6,35	3,4	3,4	3,05	26,19	-
Peso (kg/m)	82,58	82,58	75,01	75,01	75,01	75,01	61,22	82,8	33,82	33,82	33,82	14,04	11,74	7,53	315,97	-
Reynolds	529077	491286	453494	458932	417211	375490	399694	359418	369717	308097	246478	236252	189119	133175	781597	99361
Factor de fricción	0,0130	0,0132	0,0134	0,0134	0,0136	0,0139	0,0137	0,0140	0,0139	0,0144	0,0150	0,0151	0,0158	0,0170	0,0122	0,0180
ΔP (bar)	0,0705	0,0647	0,0562	0,0721	0,0600	0,0496	0,0871	0,0761	0,1257	0,0889	0,0588	0,1023	0,1093	0,1440	0,3841	2,8109

500 °C	106	RETORNO														
	Caudal total (kg/s)	Caudal sub-campo (kg/s)	Caudal lazo (kg/s)	Velocidad (m/s)	Densidad (kg/m ³)	Viscos. (Pa·s)										
	952,54	251,72	8,99	1,5	1791,6	0,0018										
	Entrada	Tram.1	Tram.2	Tram.3	Tram.4	Tram.5	Tram.6	Tram.7	Tram.8	Tram.9	Tram.10	Tram.11	Tram.12	Tram.13	Principal	Lazo
Caudal (kg/s)	251,72	233,74	215,76	197,78	179,8	161,82	143,84	125,86	107,88	89,9	71,92	53,94	35,96	17,98	503,44	8,99
Diámetro (mm)	345,3	332,8	319,7	306,1	291,9	276,9	261,1	244,2	226,1	206,4	184,6	159,9	130,5	92,3	488,4	65,3
Diámetro tubo real (mm)	355,6	355,6	355,6	323,9	323,9	323,9	273,1	273,1	219,1	219,1	219,1	168,3	141,3	101,6	508	-
Diámetro int. real (mm)	336,54	336,54	336,54	304,84	304,84	304,84	254,56	247,7	206,4	206,4	206,4	161,5	134,5	95,5	455,62	64
Velocidad (m/s)	1,58	1,47	1,35	1,51	1,38	1,24	1,58	1,46	1,80	1,50	1,20	1,47	1,41	1,40	1,72	1,56
Espesor (mm)	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,27	12,7	6,35	6,35	6,35	3,4	3,4	3,05	26,19	-
Peso (kg/m)	82,58	82,58	75,01	75,01	75,01	75,01	61,22	82,8	33,82	33,82	33,82	14,04	11,74	7,53	315,97	-
Reynolds	529077	491286	453494	458932	417211	375490	399694	359418	369717	308097	246478	236252	189119	133175	781597	99361
Factor de fricción	0,0130	0,0132	0,0134	0,0134	0,0136	0,0139	0,0137	0,0140	0,0139	0,0144	0,0150	0,0151	0,0158	0,0170	0,0122	0,0180
ΔP (bar)	0,0555	0,0647	0,0594	0,0721	0,0600	0,0523	0,0915	0,0798	0,1257	0,0889	0,0613	0,1061	0,1128	0,1474	0,3841	2,8162
ΔP total (bar)	4,38															

500 °C	131	IMPULSIÓN																	
	Caudal total (kg/s)	Caudal sub-campo (kg/s)	Caudal lazo (kg/s)	Velocidad (m/s)	Densidad (kg/m ³)	Viscos. (Pa·s)													
	1177,69	305,66	8,99	1,5	1791,6	0,0018													
	Entrada	Tram.1	Tram.2	Tram.3	Tram.4	Tram.5	Tram.6	Tram.7	Tram.8	Tram.9	Tram.10	Tram.11	Tram.12	Tram.13	Tram.14	Tram.15	Tram.16	Principal	Lazo
Caudal (kg/s)	305,66	287,68	269,7	251,72	233,74	215,76	197,78	179,8	161,82	143,84	125,86	107,88	89,9	71,92	53,94	35,96	17,98	611,32	8,99
Diámetro (mm)	380,5	369,2	357,5	345,3	332,8	319,7	306,1	291,9	276,9	261,1	244,2	226,1	206,4	184,6	159,9	130,5	92,3	538,2	65,3
Diámetro tubo real (mm)	406,4	406,4	406,4	355,6	355,6	355,6	323,9	323,9	323,9	273,1	273,1	219,1	219,1	219,1	168,3	141,3	101,6	508	-
Diámetro int. real (mm)	381,00	381,00	381,00	336,54	336,54	336,54	304,84	304,84	304,84	254,56	247,70	206,40	206,40	206,40	161,50	134,50	95,50	455,62	64
Velocidad (m/s)	1,50	1,41	1,32	1,58	1,47	1,35	1,51	1,38	1,24	1,58	1,46	1,80	1,50	1,20	1,47	1,41	1,40	2,09	1,56
Espesor (mm)	12,7	12,7	12,7	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,27	12,7	6,35	6,35	6,35	3,4	3,4	3,05	26,19	-
Peso (kg/m)	125,2	125,2	125,2	82,58	82,58	75,01	75,01	75,01	75,01	61,22	82,8	33,82	33,82	33,82	14,04	11,74	7,53	315,97	-
Reynolds	567481	534100	500719	529077	491286	453494	458932	417211	375490	399694	359418	369717	308097	246478	236252	189119	133175	949082	99361
Factor de fricción	0,0129	0,0130	0,0132	0,0130	0,0132	0,0134	0,0134	0,0136	0,0139	0,0137	0,0140	0,0139	0,0144	0,0150	0,0151	0,0158	0,0170	0,0118	0,0180
ΔP (bar)	0,0607	0,0573	0,0506	0,0746	0,0647	0,0562	0,0721	0,0600	0,0496	0,0871	0,0761	0,1257	0,0889	0,0588	0,1023	0,1085	0,1440	0,5504	2,8109
ΔP total (bar)	4,70																		

Capítulo 5. Análisis de resultados

500 °C	131	RETORNO																	
	Caudal total (kg/s)	Caudal sub-campo (kg/s)	Caudal lazo (kg/s)	Velocidad (m/s)	Densidad (kg/m ³)	Viscos. (Pa·s)													
	1177,69	305,66	8,99	1,5	1791,6	0,0018													
	Entrada	Tram.1	Tram.2	Tram.3	Tram.4	Tram.5	Tram.6	Tram.7	Tram.8	Tram.9	Tram.10	Tram.11	Tram.12	Tram.13	Tram.14	Tram.15	Tram.16	Principal	Lazo
Caudal (kg/s)	305,66	287,68	269,7	251,72	233,74	215,76	197,78	179,8	161,82	143,84	125,86	107,88	89,9	71,92	53,94	35,96	17,98	611,32	8,99
Diámetro (mm)	380,5	369,2	357,5	345,3	332,8	319,7	306,1	291,9	276,9	261,1	244,2	226,1	206,4	184,6	159,9	130,5	92,3	538,2	65,3
Diámetro tubo real (mm)	406,4	406,4	406,4	355,6	355,6	355,6	323,9	323,9	323,9	273,1	273,1	219,1	219,1	219,1	168,3	141,3	101,6	508	-
Diámetro int. real (mm)	381,00	381,00	381,00	336,54	336,54	336,54	304,84	304,84	304,84	254,56	247,70	206,40	206,40	206,40	161,50	134,50	95,50	455,62	64
Velocidad (m/s)	1,50	1,41	1,32	1,58	1,47	1,35	1,51	1,38	1,24	1,58	1,46	1,80	1,50	1,20	1,47	1,41	1,40	2,09	1,56
Espesor (mm)	12,7	12,7	12,7	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,27	12,7	6,35	6,35	6,35	3,4	3,4	3,05	26,19	-
Peso (kg/m)	125,2	125,2	125,2	82,58	82,58	75,01	75,01	75,01	75,01	61,22	82,8	33,82	33,82	33,82	14,04	11,74	7,53	315,97	-
Reynolds	567481	534100	500719	529077	491286	453494	458932	417211	375490	399694	359418	369717	308097	246478	236252	189119	133175	949082	99361
Factor de fricción	0,0129	0,0130	0,0132	0,0130	0,0132	0,0134	0,0134	0,0136	0,0139	0,0137	0,0140	0,0139	0,0144	0,0150	0,0151	0,0158	0,0170	0,0118	0,0180
ΔP (bar)	0,0490	0,0565	0,0536	0,0746	0,0647	0,0594	0,0721	0,0600	0,0523	0,0915	0,0798	0,1257	0,0889	0,0613	0,1061	0,1128	0,1474	0,5504	2,8162
ΔP total (bar)	4,72																		

Tabla 5.18 Pérdida de carga y potencia de bombeo.

	4 horas	8 horas	12 horas
Caudal másico (kg/s)	692,00	952,94	1177,69
ΔP (bar)	7,80	8,74	9,42
P_{bombeo} (MW)	1,61	2,48	3,30

A la vista de los resultados se observa que la pérdida de carga aumenta a medida que aumentan las dimensiones del campo de colectores puesto que la velocidad es la misma para todos los casos.

La elección de las tuberías se ha llevado a cabo teniendo en cuenta varios requisitos. El primero de ellos es la presión máxima admisible. Por ello, los espesores de los tramos son diferentes entre ellos. El segundo requisito es el económico. Se ha buscado que el material empleado para la fabricación de cada tubería sea el mínimo posible de acuerdo con la restricción anterior. Finalmente, cumpliendo los dos requerimientos anteriores se ha buscado que la velocidad del fluido se mantuviera lo más constante posible, en torno a su valor de diseño de 1,5 m/s.

Para conseguir la potencia requerida, se emplearán bombas de 500 kW conectadas en serie. Cada uno de los casos analizados requerirá de un número de bombas diferente. Hay que tener en cuenta que el grupo de bombeo se diseña de forma redundante, es decir, siempre se ponen dos bombas en paralelo para suplir el fallo en caso de que alguna de ellas deje de estar operativa.

5.7. Energía producida y rendimiento de la central termosolar

Por último, queda saber cuál es la energía que se produce a lo largo del año para cada una de las capacidades de almacenamiento. El cálculo que se va a llevar a cabo pretende dar una idea del orden de magnitud de la energía generada, resultando un análisis bastante sencillo. En este cálculo no se va a tener en cuenta ningún tipo de apoyo auxiliar, sino que toda la energía generada será de procedencia únicamente solar.

El cálculo de esta energía requiere el uso de los datos anuales de radiación. Como se comento al comienzo de este capítulo, se va a tomar un día aleatorio de cada mes que represente lo que ocurre en ese periodo de tiempo y poder extender los resultados a lo largo de cada mes. Este día se ha fijado en el día 13 de cada mes y los datos necesarios para obtener la energía producida se mostraron en las *tablas* 5.2 y 5.8.

El proceso seguido para determinar el nivel de generación eléctrica para la configuración de 6 lazos por colector y 1,5 m/s de velocidad del fluido se ha basado en varios procesos utilizados anteriormente. En este caso, no sólo se obtienen los resultados de la potencia útil para el día y hora de diseño, sino que se calculan para cada una de las horas de los días de referencia. Multiplicando dichos resultados por el número de lazos se tiene la potencia útil para cada hora y mes.

Con ayuda de las *ecuaciones 4.93 y 4.94*, y la potencia térmica en el campo solar, se puede calcular la potencia de salida que está dando el generador de electricidad. Esta potencia, para el caso de 8 horas de almacenamiento, en el punto de diseño, se muestra en la siguiente tabla. Los valores sombreados corresponden a aquellas horas en las que el generador opera a máxima potencia, 49,99 MW y existe potencia térmica sobrante que se lleva al almacenamiento.

Tabla 5.19 Potencia del generador de electricidad, en MW, para 8 horas de almacenamiento y para cada día de referencia o energía generada para cada franja horaria, en MWh.

4 horas / 80 lazos												
	Enero	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,19	9,14	11,60	3,01	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	1,79	6,56	22,96	27,08	33,10	21,69	8,74	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	10,06	17,47	20,92	43,83	47,56	57,40	43,89	27,76	7,52	0,00	0,00
9:00	9,43	27,82	35,51	36,76	65,06	68,10	81,58	66,51	48,37	18,17	6,07	3,10
10:00	20,56	44,68	52,11	51,12	83,50	85,77	102,17	86,32	66,86	34,24	16,84	11,23
11:00	28,97	56,86	63,91	61,22	96,13	97,80	116,02	99,71	79,74	43,75	26,17	17,58
12:00	32,07	61,25	68,19	64,75	100,57	102,12	120,98	104,58	84,34	47,15	31,42	19,98
13:00	28,97	56,86	63,91	61,22	96,13	97,80	116,02	99,71	79,74	43,75	30,73	17,58
14:00	20,56	44,68	52,11	51,12	83,50	85,77	102,17	86,32	66,86	34,24	24,38	11,23
15:00	9,43	27,82	35,51	36,76	65,06	68,10	81,58	66,51	48,37	21,06	13,81	3,10
16:00	0,00	10,06	17,47	20,92	43,83	47,56	57,40	43,89	27,76	7,52	2,26	0,00
17:00	0,00	0,00	1,79	6,56	22,96	27,08	33,10	21,69	8,74	0,00	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,19	9,14	11,90	3,01	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Esta potencia lleva asociado un tiempo de almacenamiento que más tarde se empleará para continuar produciendo electricidad a máxima potencia. Este tiempo va a resultar nulo o muy pequeño en los primeros y últimos meses del año, alcanzando su máximo en los meses centrales.

En los meses de invierno, al no disponer el diseño aquí desarrollado de una caldera auxiliar que apoye al suministro solar, únicamente se genera electricidad a carga parcial debido a los bajos niveles de insolación disponibles. Es por ello, que prácticamente todas las centrales termosolares disponen de un sistema auxiliar de gas que compense esta falta de energía en invierno.

Tabla 5.20 Tiempo de almacenamiento en cada mes.

	Enero	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
$t_{\text{almacenamiento}}$	0,00	0,59	1,16	0,93	5,10	5,41	8,13	5,50	2,74	0,00	0,00	0,00

Para calcular la energía generada se suman las energías de los recuadros no sombreados dentro de cada mes. A esta energía hay que añadir la resultante de generar a máxima potencia, 49,99 MWh, en todos los recuadros sombreados. Finalmente, se suma la energía generada a partir del almacenamiento. Esta energía también es producida a máxima potencia.

A modo de ejemplo que ilustre mejor estos cálculos, se tomará como patrón el mes de mayo. La energía generada a carga parcial resulta

$$W_{e.carga\ parcial} = (5,19 + 22,96 + 43,83 + 43,83 + 22,96 + 5,19)MWh = 143,96\ MWh$$

La energía generada a plena potencia mientras se carga el almacenamiento es (recuadros sombrados),

$$W_{e.plena\ potencia} = 7\ h \cdot 49,99\ MW = 349,93\ MWh$$

Por último, la energía generada desde el almacenamiento es,

$$W_{e.almacenamiento} = 5,10\ h \cdot 49,99\ MW = 254,95\ MWh$$

En total se obtiene, para un día del mes de mayo, una energía de,

$$W_{e.mayo} = 748,84\ MWh$$

La energía producida en un mes se calcula fácilmente nada más que multiplicando la energía del día de referencia por los días del mes en cuestión.

Repitiendo los cálculos para cada mes se consigue determinar, de forma orientativa y aproximada, la cantidad de energía que se produce al año. La *figura 5.8* muestra los resultados obtenidos aplicando este método a las diferentes capacidades de almacenamiento analizadas en este trabajo.

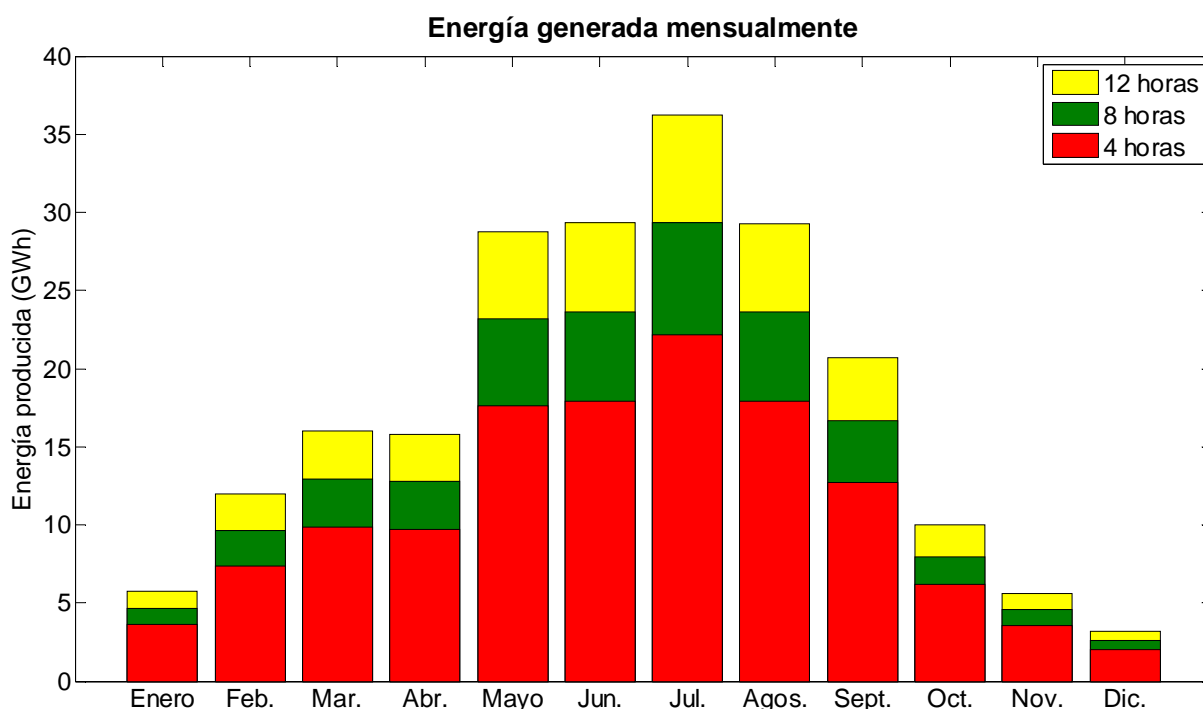


Figura 5.8 Energía producida mensualmente por la central termosolar.

Se observa que la producción en verano es del orden de tres veces lo que se genera en invierno. Esto pone de manifiesto el condicionamiento de este tipo de energía a los diferentes periodos anuales. Es por ello, y para paliar este inconveniente, que se recurra a técnicas de almacenamiento que permitan alargar las horas de generación y a sistemas auxiliares que aporten energía como en una central convencional.

Los resultados anuales de generación de energía eléctrica son los siguientes,

Tabla 5.21 Energía producida anualmente.

	4 horas	8 horas	12 horas
Energía generada (GWh)	130,54	171,63	212,67

Para conocer en qué valores de producción se está moviendo la central diseñada en este proyecto, resulta ilustrativo comprar los valores obtenidos con alguna de las centrales operativas en este momento.

Como ejemplo se tomará el complejo la tercera planta del complejo *Andasol*, *Andasol-3*, la planta *La Florida* y la planta *Arcosol-50* [51]. Estas tres centrales están situadas en Granada, Badajoz y Cádiz respectivamente. Sus características son bastante similares a las que se han fijado como datos de partida de este proyecto: 50 MW de potencia nominal en la

turbina, tecnología de colectores cilíndrico-parabólicos y almacenamiento térmico. La diferencia radica en el fluido de trabajo, que como se ha venido hablando a lo largo de este proyecto, únicamente existe una central de prueba que incorpore sales fundidas para todo el proceso.

Estas tres plantas termosolares disponen de una capacidad de almacenamiento a potencia nominal de 7,5 horas, por lo que se la comparación se realizará con el diseño obtenido de 8 horas de almacenamiento a potencia nominal.

Tabla 5.22 Comparativa entre diferentes centrales operativas en la actualidad y el diseño obtenido en este proyecto.

	<i>Andasol-3</i>	<i>La Florida</i>	<i>Arcosol-50</i>	<i>Proyecto</i>
Energía generada (GWh/año)	170	180	160	171,63
Superficie de terreno ocupada (Ha)	220	220	180	182,69
Superficie de captación (m²)	512000	550000	510000	544953,42

Los resultados muestran características similares en cuanto a energía generada, superficie de terreno ocupada y superficie de captación. En un principio, se podría pensar que esta comparativa no tiene ninguna ventaja o inconveniente a favor de la tecnología de aceite térmico o de sales fundidas. Sin embargo, ha de resaltarse el hecho de que las tres primeras centrales tienen incorporado una caldera auxiliar para apoyar a la radiación solar y obtener los valores de energía que se detallan en la *tabla 5.22*. El caso de este proyecto es distinto, al no hacer uso de ningún tipo de energía aparte de la procedente del Sol. Por lo tanto, se ha conseguido operar al mismo nivel que las instalaciones existentes empleando únicamente energía solar.

En cuanto al rendimiento global que se obtiene de la conversión de energía solar en energía eléctrica, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 5.23 Rendimiento global de conversión energía solar en energía eléctrica.

	4 horas	8 horas	12 horas
Rendimiento global	15,2%	15,1%	15,2%

Estos rendimientos se han calculado dividiendo la energía generada anualmente entre la energía incidente. La radiación incidente se obtiene a partir de los datos meteorológicos de radiación, resultando ser 2083 kWh/m² al año [2].

5.8. Contribución de una caldera auxiliar

Un diseño únicamente solar es poco factible desde el punto de vista de la generación de electricidad. En los contratos que se firman con las distribuidoras se fija la energía que se les vende, siendo un valor constante a lo largo de un cierto período de tiempo hasta que se revisa el contrato para cambiar las condiciones de este si procede.

Para mantener un nivel constante de generación es preciso hacer uso de sistemas de apoyo auxiliar como calderas de gas. De este modo se puede operar la central a máxima potencia durante el tiempo establecido. La energía de apoyo entraría en escena cuando la radiación solar no fuera suficiente para llegar a los 49,99 MW. Esto ocurre a primeras horas de la mañana o durante los meses invernales.

La *tabla 5.24* muestra el porcentaje sobre los 49,99 MW de potencia del generador eléctrico que debe suministrar la caldera auxiliar para conseguir dicha potencia durante todas las horas de funcionamiento de la central.

Tabla 5.24 Cobertura mensual, en %, de la caldera auxiliar sobre el valor de la potencia nominal para las diferentes capacidades de almacenamiento y sus correspondientes horas de funcionamiento a plena potencia.

	Enero	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
4 horas (11h func.)	83,42	62,41	54,71	53,81	18,88	14,55	-2,24	17,45	39,51	71,55	83,23	90,74
8 horas (16,5h func.)	81,82	58,77	50,32	49,33	11,02	6,28	-12,14	9,46	33,65	68,79	81,61	89,84
12 horas (21,5h func.)	82,75	60,89	52,88	51,95	15,61	11,11	-6,36	14,13	37,07	70,40	82,56	90,36

Se puede comprobar que para los meses de invierno la necesidad del uso de la caldera auxiliar es prácticamente total, mientras que en los meses de verano su contribución es muy pequeña. En el mes de julio se obtiene un valor negativo. El porcentaje negativo es bastante pequeño, debiéndose su causa a algún desajuste de redondeo en los cálculos que se ha ido arrastrando de unos a otros.

Para concluir este apartado, se quieren mostrar estos mismos valores para un caso en el que la central termosolar estuviera operativa de forma ininterrumpida, es decir, 24 horas al día (*figura 5.9*).

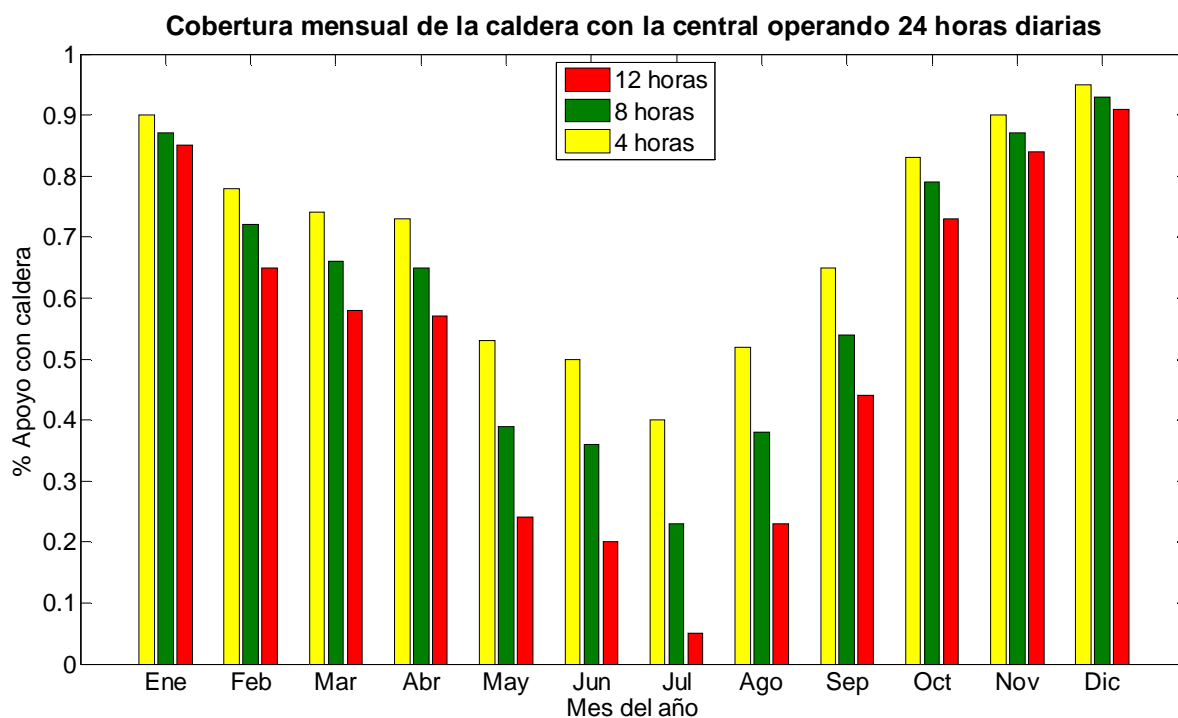


Figura 5.9 Cobertura mensual, en %, de la caldera auxiliar sobre el valor de la potencia nominal para las diferentes capacidades de almacenamiento, operando 24 horas al día.

El empleo de una energía convencional para generar más energía no produce variación alguna en los aspectos económicos. La energía generada con esta fuente de energía se vende al mismo precio que el que le cuesta a la distribuidora para que ninguna de las partes haga negocio obteniendo un beneficio al generar la electricidad usando gas natural y venderla como si se estuviera generando de forma solar.

En cuanto al rendimiento total, no es muy apropiado hablar de un rendimiento de generación con energía solar y con apoyo de gas natural debido a que se está tratando con dos tipos de energía diferentes.

5.9. Reducción de emisiones

Una de las principales ventajas y motivos que tiene el desarrollo de las energías renovables, en este caso la solar, es, además de emplear recursos inagotables, el hecho de reducir las emisiones de contaminantes a la atmósfera. Estas emisiones tienen efectos perjudiciales tanto para la salud como para el medio ambiente.

La mayoría de las emisiones provienen de la combustión de los hidrocarburos utilizados en la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado y de carbón. Estas

centrales son las que producen prácticamente la mitad de la energía generada en España (45%) [55].

Los efectos que estas emisiones tienen son las siguientes:

- Aparición de nieblas y lluvias
- Lluvia ácida
- Destrucción de la clorofila
- Suciedad y corrosión
- Efecto invernadero
- Bronquitis e irritación en los ojos

Ante estos problemas, la energía termosolar tiene una tasa de emisiones aparentemente nula. A pesar que la generación eléctrica no emita ningún contaminante, algunas de las tareas llevadas a cabo en la planta termosolar si pueden llevar asociado alguna emisión. También en la etapa de construcción se han incurrido en numerables proyecciones de agentes perjudiciales para el medio ambiente. Sin embargo, estas pequeñas causas también están presentes en las demás tecnologías por lo que, no se van a tener en cuenta, considerando un equilibrio entre unas y otras. De este modo, se puede considerar que la energía termosolar no genera ningún tipo de contaminante.

Resulta ilustrativo obtener las toneladas de CO₂ que dejan de ser vertidas al ambiente por el simple hecho de utilizar energía solar. Para ello se van a considerar las emisiones de CO₂ producidas por la generación de electricidad mediante carbón, ciclo combinado de gas natural y fuel más gas.

La siguiente tabla muestra la reducción de CO₂ para cada uno de los supuestos que se han analizado en este proyecto.

Tabla 5.25 Ahorro de emisiones de CO₂ en t/año.

	<i>Emisiones (kg CO₂/kWh)</i>	<i>4 horas</i>	<i>8 horas</i>	<i>12 horas</i>
Carbón	0,95	124013	163048	202036
Ciclo combinado	0,37	48300	63503	78688
Fuel + Gas	0,70	91378	120141	148869
Media nacional	0,27	35246	46348	57420

Se puede observar que dependiendo de la tecnología empleada, la reducción de emisiones alcanza un valor u otro. Por ello, también se puede ver en la última fila de la *tabla 5.23* el ahorro de emisiones empleando el valor de la generación de CO₂ que aparece en la factura eléctrica, dándonos un valor menos disperso para cada una de las diferentes capacidades de almacenamiento tenidas en cuenta.

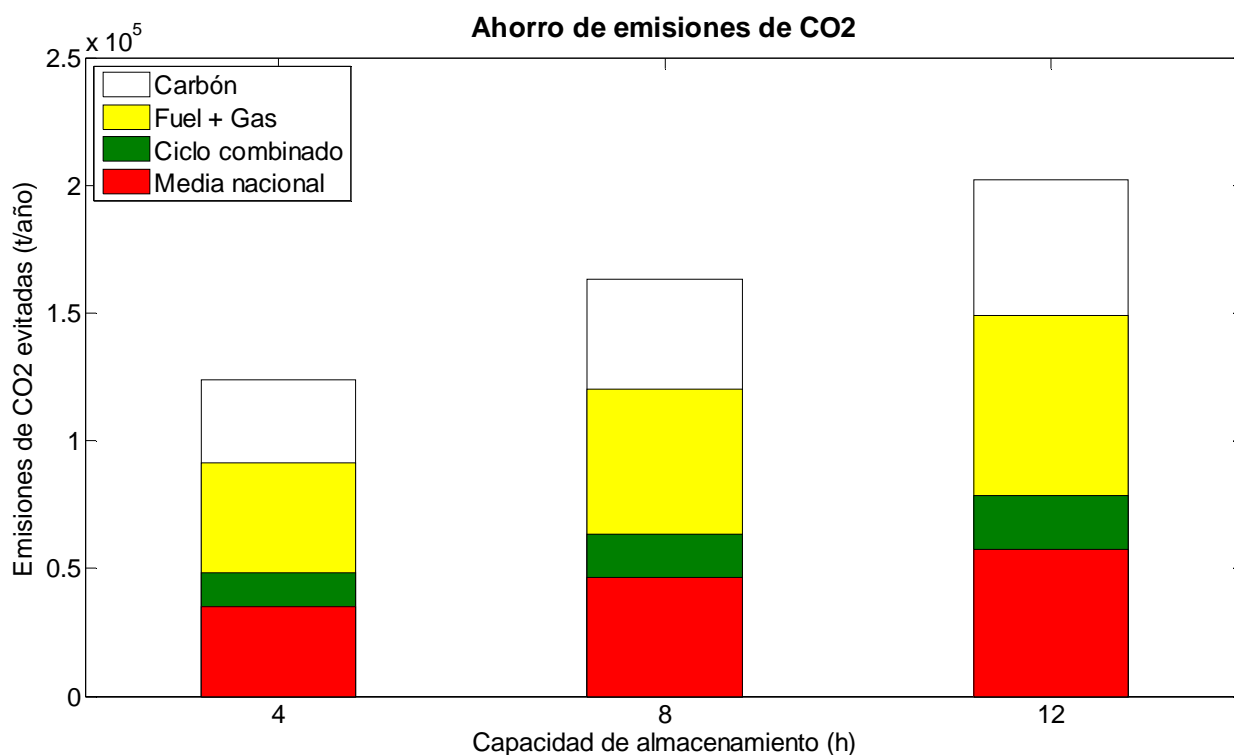
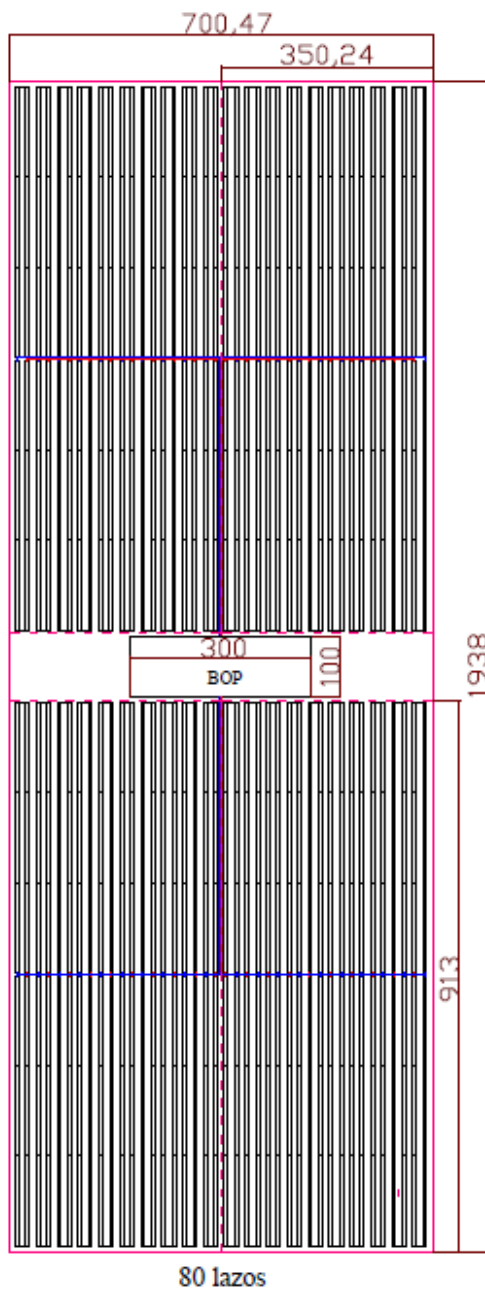
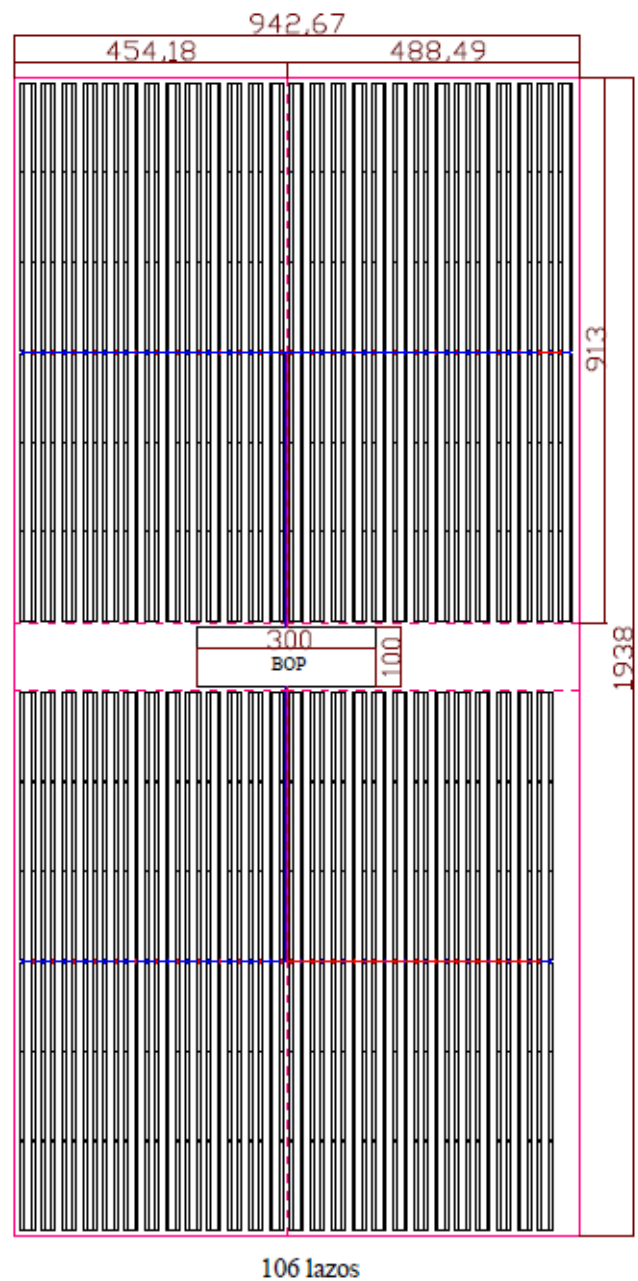


Figura 5.10 Ahorro de emisiones de CO₂.

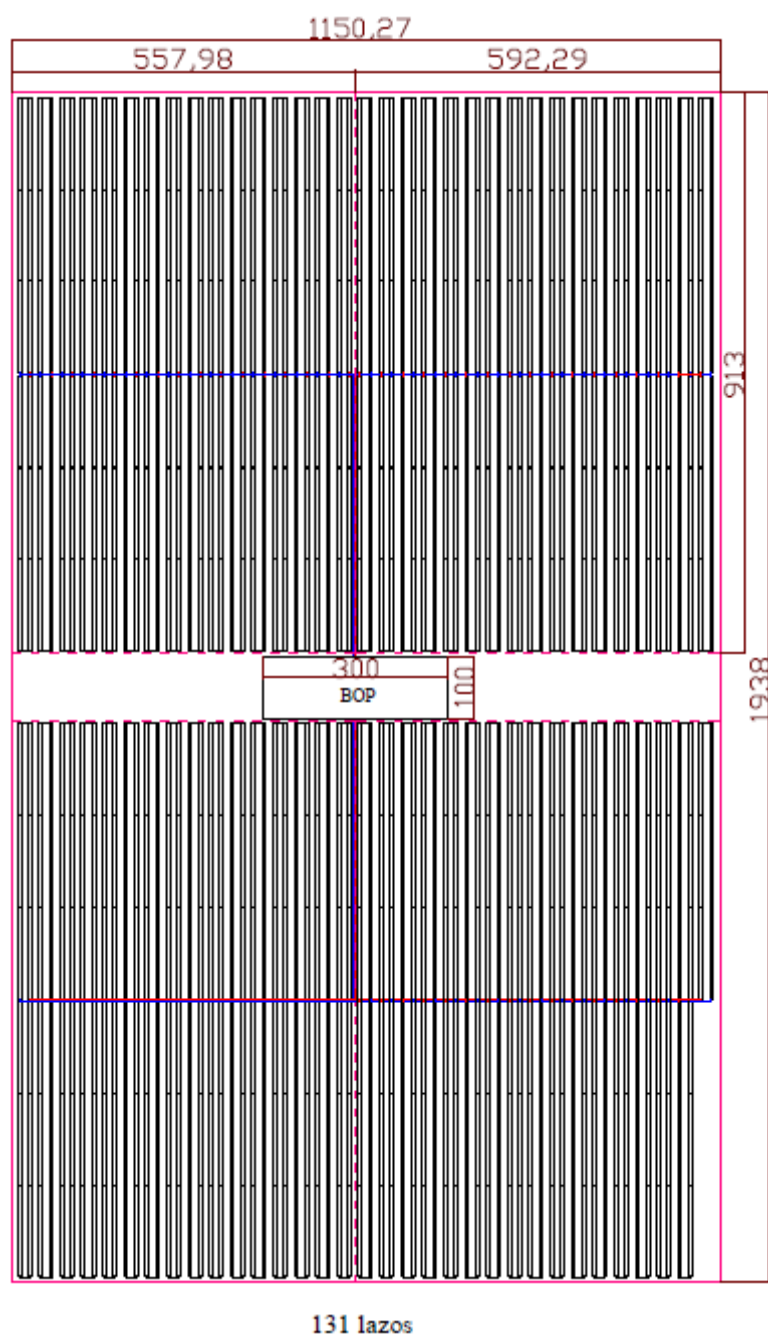
El ahorro que se produce es considerable y junto con la repercusión en el medio ambiente, esta tecnología puede ser una alternativa a las energías fósiles de la que se hablará mucho en los años venideros.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.11 Dimensiones de la instalación para las configuraciones adoptadas en este proyecto. (a) 4 horas de almacenamiento; (b) 8 horas de almacenamiento; (c) 12 horas de almacenamiento.

6. Análisis económico

La finalización de este proyecto se realiza con un análisis económico que, junto con todos los demás análisis desarrollados hasta el momento, mostrará las conclusiones y los aspectos más relevantes que conlleva realizar un proyecto de tal envergadura.

Hoy en día el mayor problema de este tipo de plantas es la elevada inversión que es necesaria realizar. Este hecho hace que el coste de la energía eléctrica de procedencia solar-térmica no sea competitivo con la electricidad producida por otro tipo de centrales. A este inconveniente hay que añadirle el hecho de la variación con la meteorología. No obstante, se intenta reducir esta desventaja haciendo uso de sistemas de almacenamiento.

6.1. Inversión

En primer lugar se va a realizar una estimación de los costes necesarios para construir la planta termosolar. Para hacer más exacta esta valoración se han tomado precios orientativos a partir de proyectos reales. De este modo el precio final que se obtendrá estará cercano a la realidad, pudiéndose hacer una idea de las magnitudes, en cuanto a inversión se refiere, de una central termosolar.

Los resultados que se obtendrán en este apartado serán diferentes dependiendo de la capacidad de almacenamiento: 4, 8 o 12 horas. Sin embargo, habrá algunas partidas que serán comunes a todas las composiciones ya que, no dependen de dichos parámetros, como puede ser el caso del bloque de potencia.

Para hacer más ilustrativo este primer análisis, estos costes se han dividido en varios grupos que se analizarán por separado para, finalmente, obtener el total de la inversión necesaria. Estos grupos son: campo solar, bloque de potencia, infraestructura eléctrica, sistema de almacenamiento, terreno y gestión de proyecto e ingeniería.

6.1.1. Campo solar

El campo solar se compone principalmente del sistema de captación, del sistema de fluido de transferencia y del sistema de seguimiento y control. De forma auxiliar se tiene un sistema eléctrico. No hay que olvidar la obra civil que es preciso realizar para la adecuación del terreno a las funciones que son requeridas.

A su vez este grupo divide en los enumerados en el párrafo anterior y que se pasarán a explicar a continuación.

Coletores

El primer elemento que forma un colector es el espejo que refleja la radiación solar incidente en el tubo receptor. Cada colector está dividido en 12 módulos. Estos a su vez, están compuestos por 28 espejos cada uno. De este modo se puede obtener el número de espejos que constituyen el colector, siendo este de 336 espejos por colector.

En la *tabla 6.1* se pueden observar las mediciones totales de cada uno de los componentes que aquí se explican, así como el coste para cada tipo de configuración. El precio del montaje se incluye en el coste unitario de cada componente.

Cada colector se compone de 36 tubos receptores por los cuales circula la sal que transporta la energía procedente del Sol.

Para mantener todos los componentes en su posición y dotar al sistema de la rigidez adecuada hace falta el uso de una estructura metálica por cada colector. El valor de este elemento es el mayor de los que componen el colector.

El sistema motriz que permite el giro de los colectores a lo largo de su eje longitudinal se compone de un accionamiento hidráulico con y unas juntas rotativas que permiten el giro relativo entre unos colectores y otros, así como con el sistema de tuberías.

Tabla 6.1 Coste de los colectores.

Talmacenamiento		4h	8h	12h
Coletores		80	106	131
Concepto	Coste unitario			
Espejos	80,00 €	161280	213696	264096
336 espejos/colector		12.902.400,00 €	17.095.680,00 €	21.127.680,00 €
Tubos receptores	900,00 €	17280	22896	28296
36 tubos/colector		15.552.000,00 €	20.606.400,00 €	25.466.400,00 €
Estructura	86.500,00 €	480	636	786
1 estructura/colector		41.520.000,00 €	55.014.000,00 €	67.989.000,00 €
Accionamientos hidráulicos	5.300,00 €	480	636	786
1 acc./colector		2.544.000,00 €	3.370.800,00 €	4.165.800,00 €
Juntas rotativas	400,00 €	640	848	1048
8 juntas/lazo		256.000,00 €	339.200,00 €	419.200,00 €
		72.774.400,00 €	96.426.080,00 €	119.168.080,00 €

Instrumentación y control

El posicionamiento de los colectores con respecto al Sol es un factor muy importante para maximizar la eficiencia de este sistema. Por ello, cada colector está dotado de un controlador local y un encoder lineal.

También hay que añadir un sistema de instrumentación general para todo el campo solar, que controle el funcionamiento conjunto de todos los sistemas de posicionamiento de cada colector. En este caso se trata de un único precio, no importando la configuración de parámetros de diseño que se están teniendo en cuenta en este proyecto.

Tabla 6.2 Coste del sistema de instrumentación y control.

Instrumentación y control	Talmacenamiento	4h	8h	12h
		80	106	131
Concepto	Coste unitario			
Controlador local	1.200,00 €	462	612	756
1 controlador/colector		554.400,00 €	734.400,00 €	907.200,00 €
Encoder lineal	210,00 €	462	612	756
1 encoder/colector		97.020,00 €	128.520,00 €	158.760,00 €
Instrumentación completa	1.190.000,00 € 1.150.000,00 €	2.340.000,00 €		
		2.991.420,00 €	3.202.920,00 €	3.405.960,00 €

Sistema eléctrico

El campo solar debe de estar provisto de un sistema eléctrico que provea de energía a todos los sistemas asociados, así como un sistema de alumbrado y señalización para evitar cualquier percance en horas nocturnas.

Este sistema se compone de transformadores, un grupo de apoyo diesel para el caso de fallo en la red eléctrica, cuadros de baja tensión y alumbrado de emergencia, cables, bandejas y todo el sistema de alumbrado, considerándose igual para cada una de las configuraciones que se pueden adoptar como diseño final de la instalación.

Obra civil

En este apartado se tiene en cuenta las tareas de acondicionamiento de la parcela destinada a albergar la central, así como realizar las cimentaciones y canalizaciones necesarias para su correcto funcionamiento.

Tabla 6.3 Coste del sistema eléctrico.

Sistema eléctrico	Talmacenamiento	4h	8h	12h
		80	106	131
Concepto	Coste unitario			
Alumbrado, transformador, grupo diésel, cables, cuadros...	2.411.378,00 €	2.411.378,00 €		
		2.411.378,00 €		

Las demás labores que se llevan a cabo incluyen: acondicionamiento de la parcela, movimientos de tierras, balsa, cimentaciones, tuberías, válvulas, canalizaciones eléctricas, red de pluviales, red de tierras, viales, cerramientos y nave de pre montaje. Exceptuando el último elemento, que es común, las demás acciones variarán en función de las dimensiones de la central.

Tabla 6.4 Coste de la obra civil.

		Talmacenamiento	4h	8h	12h
Obra civil			80	106	131
			1357510,86	1826894,46	2248603,26
Concepto	Coste unitario				
Acondicionamiento parcela €/m2	0,03 €		1357510,86	1826894,46	2248603,26
			33.937,77 €	45.672,36 €	56.215,08 €
Movimientos de tierras €/m2	8,00 €		1357510,86	1826894,46	2248603,26
			10.860.086,88 €	14.615.155,68 €	17.988.826,08 €
Balsa €/m2	0,67 €		1357510,86	1826894,46	2248603,26
			909.532,28 €	1.224.019,29 €	1.506.564,18 €
Pilotes 13 pilotes/colector	1.240,00 €		6006	7956	9828
			7.447.440,00 €	9.865.440,00 €	12.186.720,00 €
Cimentaciones, tuberías y válvulas €/m2	0,89 €		1357510,86	1826894,46	2248603,26
			1.208.184,67 €	1.625.936,07 €	2.001.256,90 €
Canalizaciones eléctricas €/m2	1,16 €		1357510,86	1826894,46	2248603,26
			1.574.712,60 €	2.119.197,57 €	2.608.379,78 €
Red de pluviales €/m2	1,29 €		1357510,86	1826894,46	2248603,26
			1.751.189,01 €	2.356.693,85 €	2.900.698,21 €
Red de tierras €/m2	0,42 €		1357510,86	1826894,46	2248603,26
			570.154,56 €	767.295,67 €	944.413,37 €
Viales €/m2	0,87 €		1357510,86	1826894,46	2248603,26
			1.181.034,45 €	1.589.398,18 €	1.956.284,84 €
Cerramiento €/m2	0,15 €		1357510,86	1826894,46	2248603,26
			203.626,63 €	274.034,17 €	337.290,49 €
Nave de premontaje	1.650.000,00 €		1.650.000,00 €		
			27.389.898,84 €	36.132.842,85 €	44.136.648,93 €

Los elementos más importantes de esta partida son los pilotes que sirven de apoyo a la estructura del colector. Cada colector necesita de 13 pilotes.

Sistema HTF

La mayor diferencia de costes en este apartado aparece como consecuencia de la velocidad del fluido debido a la pérdida de carga. Esta pérdida de carga requerirá de una potencia mayor de bombeo como se vio en su apartado correspondiente y por lo tanto, un mayor número de bombas para conseguirlo.

A modo orientativo se emplearán bombas de 500 kW. Se trata de bombas para sales fundidas resistentes a las altas temperaturas de estas. Su número, como se explicó, debe ser doblado para prever de cualquier fallo en alguna de ellas y que no afecte al funcionamiento normal de la instalación.

Tabla 6.5 Coste del sistema HTF.

Talmacenamiento		4h	8h	12h
Sistema HTF		80	106	131
Concepto	Coste unitario			
Bombas de sales 500 kW/bomba	400.000,00 €	8 3.200.000,00 €	10 4.000.000,00 €	14 5.600.000,00 €
Tuberías €/kg	3,00 €	172919,73 518.759,20 €	367454,11 1.102.362,32 €	633235,63 1.899.706,88 €
Aislamiento €/m	40,00 €	1692 67.680,00 €	1968,8 78.752,00 €	2176,4 87.056,00 €
Soportes 1 soporte/m	2,00 €	1692 3.384,00 €	1968,8 3.937,60 €	2176,4 4.352,80 €
Sistema de expansión	160.000,00 €	160.000,00 €		
Instrumentación	425.000,00 €	425.000,00 €		
Sistema eléctrico	400.000,00 €	400.000,00 €		
Válvulas 2 válvulas/lazo	550,00 €	166 91.300,00 €	216 118.800,00 €	264 145.200,00 €
Sistema de agua para limpieza	240.000,00 €	240.000,00 €		
Caldera auxiliar	2.375.000,00 €	2.375.000,00 €		
Sales €/kg	0,72 €	18066 13.007,22 €	19973 14.380,37 €	21403 15.410,23 €
		7.494.130,41 €	8.918.232,29 €	11.351.725,91 €

El sistema de tuberías y su aislamiento se ha calculado en función de los cálculos desarrollados en el capítulo 4 a la hora de dimensionar el sistema de bombeo. La medición se ha realizado por kg de material en el caso de la tubería y en metros para el aislamiento.

Como sistemas auxiliares y complementarios necesarios para el funcionamiento correcto de este sistema se empleará un vaso de expansión, un sistema eléctrico, un sistema de limpieza, un sistema de instrumentación y una caldera auxiliar para suministrar energía en caso que la radiación solar no sea suficiente.

Por último, el fluido calorífico de este apartado se refiere al circulante por los colectores. La sal necesaria para el almacenamiento se tendrá en cuenta en su apartado correspondiente.

6.1.2. Bloque de potencia

Al igual que el campo solar, el bloque de potencia está compuesto por los elementos propiamente dichos que realizan la función de producir electricidad, es decir, los componentes

del ciclo de potencia, y los sistemas auxiliares necesarios para su operación, sin olvidar la obra civil que es preciso acometer.

Esta partida no hace diferencia entre el número de lazos, colectores por lazo o temperatura de salida, puesto que se trata del ciclo de potencia que es el mismo para todas las configuraciones.

Elementos mecánicos

En este primer grupo se encuentran todos los elementos del ciclo de potencia: grupo turbo-generator, generador de vapor, recalentadores, desaireador, bombas, sistema de refrigeración...

Tabla 6.6 Elementos mecánicos del bloque de potencia.

Talmacenamiento		4h	8h	12h
Elementos mecánicos		80	106	131
Concepto	Coste unitario			
Grupo turbo-generator: turbina, accesorios, acoplaminetos, generador, lubricación, condensador, instrumentación y control	15.625.000,00 €	15.625.000,00 €		
Generador de vapor: intercambiadores, tuberías, válvulas, instrumentación y control	7.892.000,00 €	7.892.000,00 €		
Equipos del ciclo de vapor: bombas alimentación, desgasificador, precalentadores, tuberías, válvulas	3.344.000,00 €	3.344.000,00 €		
Bombas de condensado	1.277.500,00 €	1.277.500,00 €		
Sistema de refrigeración principal: torres de refrigeración, bombas, tuberías, válvulas	2.043.000,00 €	2.043.000,00 €		
Sistema de refrigeración de componentes: bombas, intercambiadores, tuberías, válvulas	538.500,00 €	538.500,00 €		
Sistema de agua bruta filtrada	632.000,00 €	632.000,00 €		
Sistema de tratamiento de agua	1.857.000,00 €	1.857.000,00 €		

Sistema de ventilación y aire acondicionado	497.500,00 €	497.500,00 €
Protección contra incendios: bombas de protección, sistemas especiales, sistemas de control, tuberías e hidrantes	865.000,00 €	865.000,00 €
Sistema de aire comprimido: compresores, depósito, tuberías y accesorios	320.000,00 €	320.000,00 €
Sistema de tratamiento de efluentes	387.500,00 €	387.500,00 €
		35.279.000,00 €

Sistema eléctrico

Del mismo modo que el campo solar, la isla de potencia debe de estar provista de un sistema eléctrico que provea de energía a todos los sistemas asociados.

Este sistema se compone de transformadores, servicios esenciales, sistemas y celdas auxiliares, cableado, sistema de medida y protección, sistema de comunicaciones, alumbrado, instrumentación, bandejas y tubos.

Tabla 6.7 Sistema eléctrico del bloque de potencia.

Talmacenamiento		4h	8h	12h
Sistema eléctricos		80	106	131
Concepto	Coste unitario			
Transformadores, servicios esenciales, sistemas y celdas auxiliares, cableado, medida y protección, sistema de comunicaciones, alumbrado, instrumentación, bandejas, tubos	7.717.500,00 €	7.717.500,00 €		
		7.717.500,00 €		

Obra civil

Las obras que se deben llevar a cabo corresponden a la urbanización del bloque de potencia, la nave de turbina, el edificio de control y oficinas, la nave de tratamiento de agua y efluentes y a las bancadas principales.

Tabla 6.8 Obra civil del bloque de potencia.

Talmacenamiento		4h	8h	12h
Obra civil		80	106	131
Concepto	Coste unitario			
Urbanización bloque de potencia	884.500,00 €	884.500,00 €		
Nave de turbina	2.000.000,00 €	2.000.000,00 €		
Edificio de control y oficinas	800.000,00 €	800.000,00 €		
Nave de tratamiento de agua y efluentes	550.000,00 €	550.000,00 €		
Bancadas principales	2.118.000,00 €	2.118.000,00 €		
		6.352.500,00 €		

6.1.3. Infraestructura eléctrica

La producción de electricidad tiene como objeto ser vertida al sistema de transporte y distribución. Para ello es necesario realizar una infraestructura que así lo permita. De este modo se construirá una subestación y una línea aérea de 220 kV.

La subestación estará formada por un aparellaje de 220 kV, un sistema de embarrados, aisladores, sistema de control y protecciones, equipos de CC...

Al igual que en el bloque de potencia, los costes son iguales para todas las opciones de análisis.

Tabla 6.9 Infraestructura eléctrica.

Talmacenamiento		4h	8h	12h
Subestación		80	106	131
Concepto	Coste unitario			
Aparellaje 220 kV	415.000,00 €	415.000,00 €		
Obra civil	405.000,00 €	405.000,00 €		
Montaje	280.000,00 €	280.000,00 €		
Materiales: estructura, embarrados, aisladores, control, protecciones, equipos CC	530.000,00 €	530.000,00 €		
		1.630.000,00 €		

Talmacenamiento		4h	8h	12h
Línea aérea 220 kV		80	106	131
Concepto	Coste unitario			
Línea aérea	300.000,00 €	300.000,00 €		
		300.000,00 €		

6.1.4. Sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento aporta un mayor número de horas de funcionamiento de la central al acumular energía térmica en grandes tanques de sales fundidas.

Los principales componentes de este sistema son, como se acaba de nombrar, los tanques de almacenamiento. Se precisan dos tanques, uno frío y otro caliente, con su correspondiente aislamiento para evitar las pérdidas de calor al exterior. Ambos tanques tendrán diferencias en su tamaño debido a la variación de la densidad del fluido con la temperatura.

La cantidad de sales necesaria para la operación durante un tiempo determinado se computa en este apartado y no en sistema HTF como se comentó anteriormente.

Como elementos mecánicos auxiliares se emplearán: un sistema de nitrógeno, un sistema de protección contra incendios, tuberías con su correspondiente aislamiento, válvulas... También hace falta un sistema eléctrico y una bomba de sales por cada tanque para impulsar el fluido hacia el generador de vapor.

Tabla 6.10 Sistema de almacenamiento.

Concepto	Talmacenamiento Coste unitario	4h	8h	12h
		80	106	131
Tanque caliente €/m ³	230,00 €	3279,01 754.172,30 €	6487,13 1.492.039,90 €	9695,24 2.229.905,20 €
Tanque frío €/m ³	230,00 €	3015,75 693.622,50 €	5966,29 1.372.246,70 €	8916,83 2.050.870,90 €
Aislamiento tanque caliente €/m ³	38,00 €	3279,01 124.602,38 €	6487,13 246.510,94 €	9695,24 368.419,12 €
Aislamiento tanque frío €/m ³	38,00 €	3015,75 114.598,50 €	5966,29 226.719,02 €	8916,83 338.839,54 €
Equipos mecánicos: sistema de nitrógeno, tuberías, aislamiento, soporte, válvulas, PCI	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €		
Equipos eléctricos	185.000,00 €	185.000,00 €		
Obra civil	1.225.000,00 €	1.225.000,00 €		
Sales €/kg	0,72 €	5639900 4.060.728,00 €	11157856 8.033.656,32 €	16675812 12.006.584,64 €
Bombas de sales 1 bomba/tanque	900.000,00 €	1.800.000,00 €		
Puesta en marcha	105.000,00 €	105.000,00 €		
		12.062.723,68 €	17.686.172,88 €	23.309.619,40 €

6.1.5. Gestión de proyecto e ingeniería

Finalmente, se consideran los gastos por gestión e ingeniería. Los primeros están compuestos por los gastos de dirección de proyecto, gestión de compras y logística, dirección de construcción, supervisión de puesta en marcha y dirección técnica. Los gastos de ingeniería se componen de la ingeniería de tramitación, básica, de detalle y de obra.

También se incluyen en este apartado los seguros necesarios para la construcción de la planta.

Tabla 6.11 Gestión de proyecto e ingeniería.

Concepto	Talmacenamiento Coste unitario	4h	8h	12h
		80	106	131
Ingeniería	9.250.000,00 €	9.250.000,00 €		
Gestión: dirección, gestión de compras y logística, supervisión	4.700.000,00 €	4.700.000,00 €		
Seguros	800.000,00 €	800.000,00 €		
		14.750.000,00 €		

6.1.6. Coste total

Después de analizar por separado los diferentes costes de los que se compone la central termosolar se puede resumir cada una de las partidas anteriores en un presupuesto total indicativo de lo que cuesta en su conjunto construir este tipo de plantas.

Tabla 6.12 Coste total de la instalación.

Concepto	Talmacenamiento	4h	8h	12h
		80	106	131
Campo solar		110.069.807,25 €	147.091.453,14 €	180.473.792,84 €
Bloque de potencia		49.349.000,00 €		
Infraestructura eléctrica		1.930.000,00 €		
Almacenamiento		12.062.723,68 €	17.686.172,88 €	23.309.619,40 €
Gestión de proyecto e ingeniería		14.750.000,00 €		
		188.161.531 €	230.806.626 €	269.812.412 €
Gastos generales	3,00%	5.644.845,93 €	6.924.198,78 €	8.094.372,37 €
Contingencias	5%	9.408.076,55 €	11.540.331,30 €	13.490.620,61 €
Margen	8%	15.052.922,47 €	18.464.530,08 €	21.584.992,98 €
		218.267.376 €	267.735.686 €	312.982.398 €

Una vez obtenido el coste total de todas las partidas se aplican unos porcentajes de gastos generales, de contingencias y de margen para obtener el precio final de la central.

6.2. Coste de la energía producida

El último análisis que se va a llevar a cabo es el de obtener el precio de generación del kWh para así poder compararlo con el precio de generación del mix energético del mercado. Este dato aportará alguna conclusión sobre la viabilidad económica que tienen este tipo de centrales.

El coste de generación de la energía se mide a través del parámetro *levelized cost of energy* (LCOE) [45]. Se trata de un valor que tiene en cuenta los costes de la inversión que es necesaria acometer, los costes de mantenimiento y operación, los costes del combustible, la energía producida anualmente y diversos parámetros económicos como el interés o el tiempo de vencimiento del préstamo.

$$LCOE = \frac{f_{rc} \cdot C_{inversión} + C_{O\&M} + C_{fuel}}{E_{gen}} \quad (6.1)$$

El factor f_{rc} se refiere al factor de recuperación de capital que transforma el valor de la inversión en una serie de pagos uniforme a lo largo del periodo de préstamo.

$$f_{rc} = \frac{i}{i - (1 + i)^{-n}} \quad (6.2)$$

Donde, i es la tasa de interés del préstamo y n son los años a los que se solicita el préstamo.

A la ecuación 6.1 se le va a añadir la amortización de la instalación durante 20 años, un valor típico dentro de las centrales de esta envergadura. Dicha amortización se tratará como lineal a lo largo de dicho periodo.

$$LCOE = \frac{f_{rc} \cdot C_{inversión} + C_{O\&M} + C_{fuel} + C_{amort}}{E_{gen}} \quad (6.3)$$

Los costes de operación y mantenimiento serán la suma de los salarios de los empleados más los costes de mantenimiento de los equipos. Para determinar estos valores se va a hacer uso de la bibliografía [45] donde aparecen algunas pistas del orden de magnitud que pueden alcanzar estos costes.

En cuanto a los parámetros económicos, se va a optar por un interés del 8% [45]. Los costes de combustible son nulos al no haber empleado en este proyecto una caldera de apoyo para la obtención de la electricidad.

Tabla 6.13 Costes de operación y mantenimiento y parámetros económicos [45].

Costes de operación y mantenimiento y parámetros económicos	
Salario empleados (€empleado·año)	48000
Nº de empleados	70
Mantenimiento equipos (€año)	1% inversión
Tasa de interés	8%

Con estos valores se y los obtenidos en la *tabla 6.13* se puede calcular el coste del kWh producido haciendo uso de la *ecuación 6.3*.

Tabla 6.14 Coste de la energía producida.

		4 horas	8 horas	12 horas
Factor de recuperación de capital	f_{rc}	10,18 %		
Inversión	$C_{inversión}$	218.267.376 €	267.735.686 €	312.982.398 €
Operación y mantenimiento	$C_{O\&M}$	2.182.673,76 € + 3.360.000 €	2.677.356,86 € + 3.360.000 €	3.129.823,98 € + 3.360.000 €
Amortización	C_{amort}	10.913.368,8 €	13.386.784,3 €	15.649.119,9
Energía generada (GWh)	E_{gen}	130,54	171,63	212,67
Coste del kWh (€/kWh)	$LCOE$	0,2963	0,2720	0,2539

Estos valores pueden ser comparados con el precio del mercado diario de la generación de electricidad. Dicho precio contiene todos los gastos de adecuación de la electricidad, transporte... Por lo tanto, a los valores obtenidos anteriormente habría que añadirles estos costes.

Los datos están sacados de la página web del sistema de información del operador del sistema eléctrico español [55]. Para el día 26 de febrero de 2012, la energía demanda se compró a un precio de 4,853 c€/kWh. Este valor está muy por debajo de los resultados de la *tabla 6.14*. De este modo, y cómo es habitual, los proyectos de centrales termosolares requieren un gran esfuerzo en lo que a ayudas económicas para poder ser competitivos con otras fuentes de producción de energía.

Como medidas ofrecidas por las autoridades estatales se encuentra opción de acogerse a tarifa o a un precio fijado de antemano. En el primer caso, los ingresos de la venta de la energía generada estarían sujetos a los diferentes mercados que tienen lugar a lo largo del día: diario, intradiario, restricciones... El operador de la central ofertaría un precio que competiría con las demás tecnologías. No obstante, al precio fijado por estos mercados, hay que sumarle una prima por la condición de régimen especial. En el segundo caso, se percibiría un precio determinado por las autoridades competentes no existiendo variación de los ingresos de un día para otro. Estas primas se sitúan en valores de entre 26 y 30 céntimos de euro, consiguiéndose un pequeño beneficio que hace que la rentabilidad de la inversión se considere a largo plazo.

7. Conclusiones

7.1. Principales resultados

A modo de resumen se quieren mostrar aquí los principales resultados obtenidos en el desarrollo de este proyecto para dar una idea general de este trabajo.

En primer lugar se va a comenzar por los resultados de los cálculos ópticos. Es de sobra conocido que este tipo de energía, la energía solar, depende significativamente de parámetros meteorológicos. Este hecho hace que su empleo en la generación de energía eléctrica no sea continuo. A parte de la radiación incidente que es obviamente el factor más visible de esta intermitencia, se ha obtenido el valor del rendimiento óptico del colector influido por diversas variables que determinan cada momento del año. Uno de los valores más intervinientes en su determinación es el efecto coseno debido a que la incidencia de los rayos solares no se efectúa perpendicularmente, sino con un ángulo de incidencia cambiante con el día del año.

El valor del rendimiento óptico (*figura 7.1*), junto con los valores de irradiación solar, crea una disminución en la potencia útil a tener en cuenta. En los meses invernales y durante las primeras y últimas horas del día su valor es realmente bajo, obteniendo poca o nula energía solar.

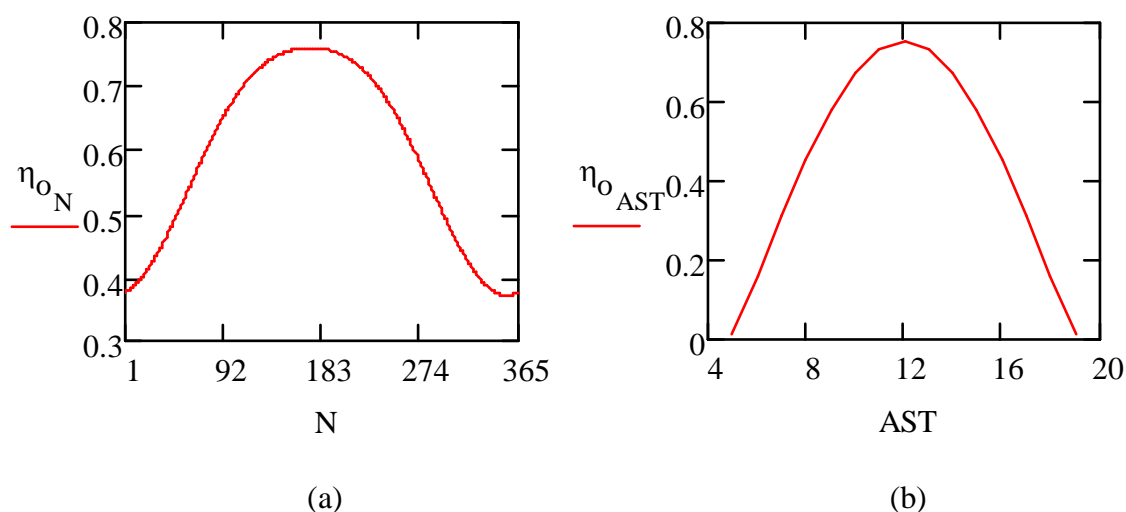


Figura 7.1 Eficiencia óptica (a) En función del día del año a las 12 horas del mediodía. (b) En función de la hora del día para el día 13 de julio.

Los cálculos térmicos han demostrado la influencia de la velocidad del fluido en la potencia útil obtenida a partir del Sol, en la potencia perdida y en la temperatura de salida. Se ha podido comprobar cómo velocidades bajas obtienen mayores pérdidas de calor al tener una

temperatura de operación mayor. Con estos bajos valores la sal fundida tiene más tiempo para elevar su temperatura en contraposición a lo que ocurre con velocidades elevadas donde la potencia útil es mayor al disminuir la temperatura de operación y consecuentemente, las pérdidas hacia el exterior.

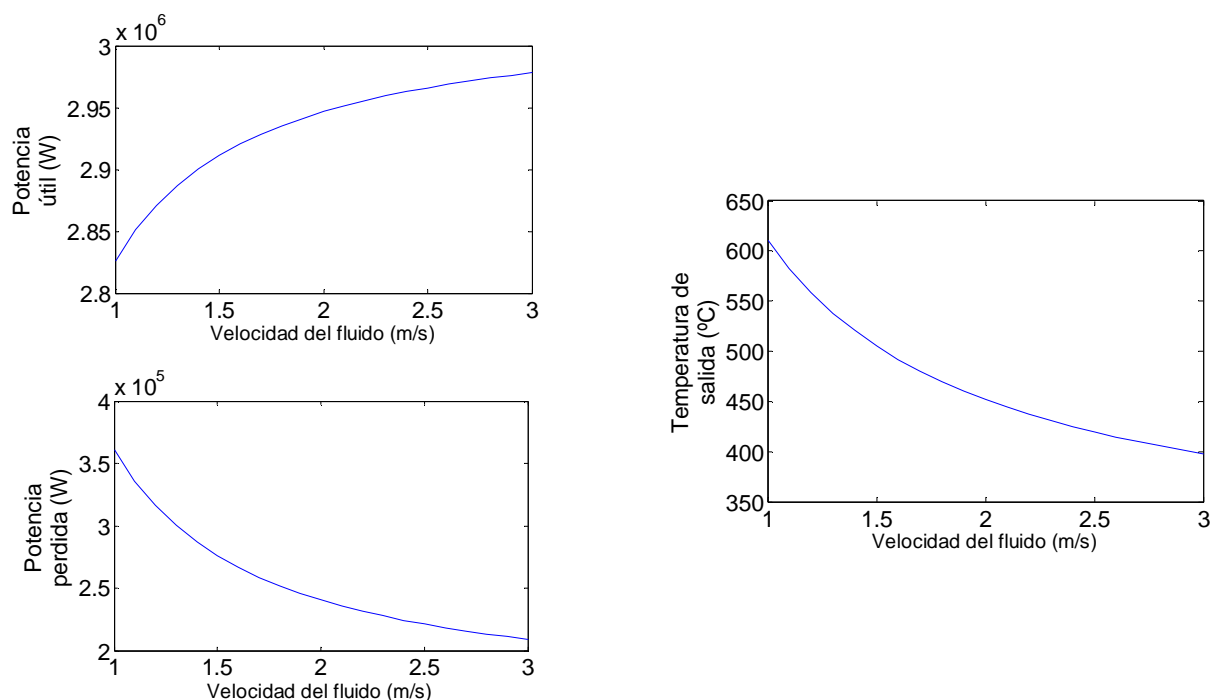


Figura 7.2 Potencia útil, potencia perdida y temperatura de salida del lazo en función de la velocidad del fluido.

La influencia de los parámetros anteriores con la distancia se puede apreciar en la siguiente *figura 7.3*. Los efectos que ocurren en la potencia útil y la potencia perdida se ajustan a lo explicado en el párrafo anterior. A medida que la temperatura del fluido aumenta por el efecto del calentamiento, las pérdidas adquieren mayor importancia y la potencia útil se ve disminuida. Se puede apreciar un leve comportamiento exponencial en las pérdidas de calor que concuerda con lo que se acaba de comentar.

Los resultados anteriores contrastan con la linealidad observable en el gráfico (*figura 7.3*) de la temperatura. Las elevadas temperaturas de trabajo no influyen en la tendencia logarítmica de la temperatura a lo largo del tubo como se pensaba en un principio. El análisis realizado muestra los mismos resultados que ocurren con el aceite térmico como fluido, donde las temperaturas de operación son menores.

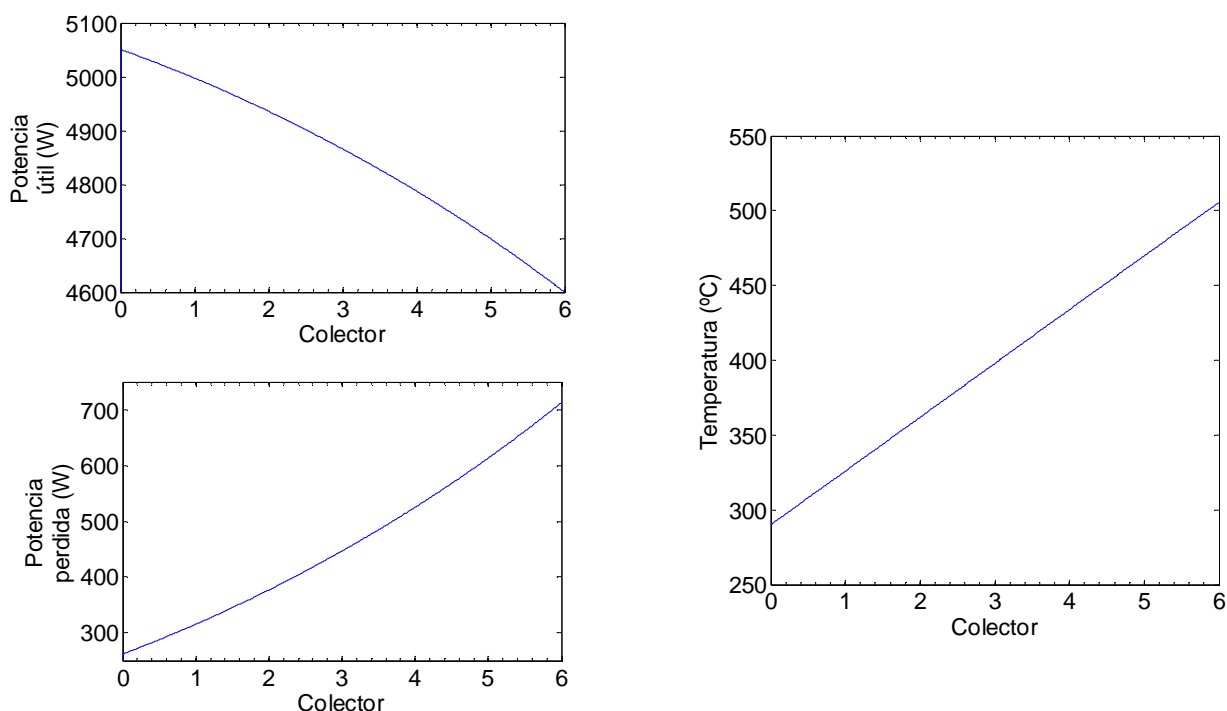


Figura 7.3 Variación de la potencia útil, potencia perdida y temperatura a lo largo de un lazo.

El incremento de temperatura de un colector a otro no disminuye de manera apreciable, obteniéndose una disminución de un grado Celsius en el salto entrada-salida de los diferentes colectores que forman el lazo.

Uno de los parámetros más importantes en el diseño de una central termosolar es la potencia térmica necesaria en el campo de colectores para poder operar a plena potencia la turbina de vapor. Su determinación está caracterizada por el valor de la potencia nominal de dicha turbina y por los rendimientos térmico y electromecánico del ciclo de potencia y del generador de vapor respectivamente.

En este proyecto se ha hecho uso de la normativa vigente para determinar la potencia nominal de la instalación. Para ello se ha decidido acogerse a la tarifa de Régimen Especial fijada por el Estado, y por lo tanto, el ciclo de vapor no puede sobrepasar los 50 MW de potencia instalada. Teniendo esto en cuenta, se obtiene un valor bastante más elevado para la potencia térmica, del orden de 2,5 veces más la potencia eléctrica que se genera.

Para las condiciones escogidas, lazos de 6 colectores y una velocidad de la sal fundida de 1,5 m/s, es preciso disponer de 124,42 MWt. Esta diferencia entre lo que se necesita y lo que realmente se vierte al sistema eléctrico deja de manifiesto el elevado valor de las pérdidas que ocurren en la transformación de energía térmica en otra fuente de energía como es, en este caso, la energía eléctrica.

El análisis de las diferentes capacidades de almacenamiento ha mostrado que el querer disponer de energía adicional para producir electricidad en momentos de baja o nula insolación requiere un sobredimensionamiento del campo solar del orden de 2,5 veces para un almacenamiento de 8 horas (figura 7.4).

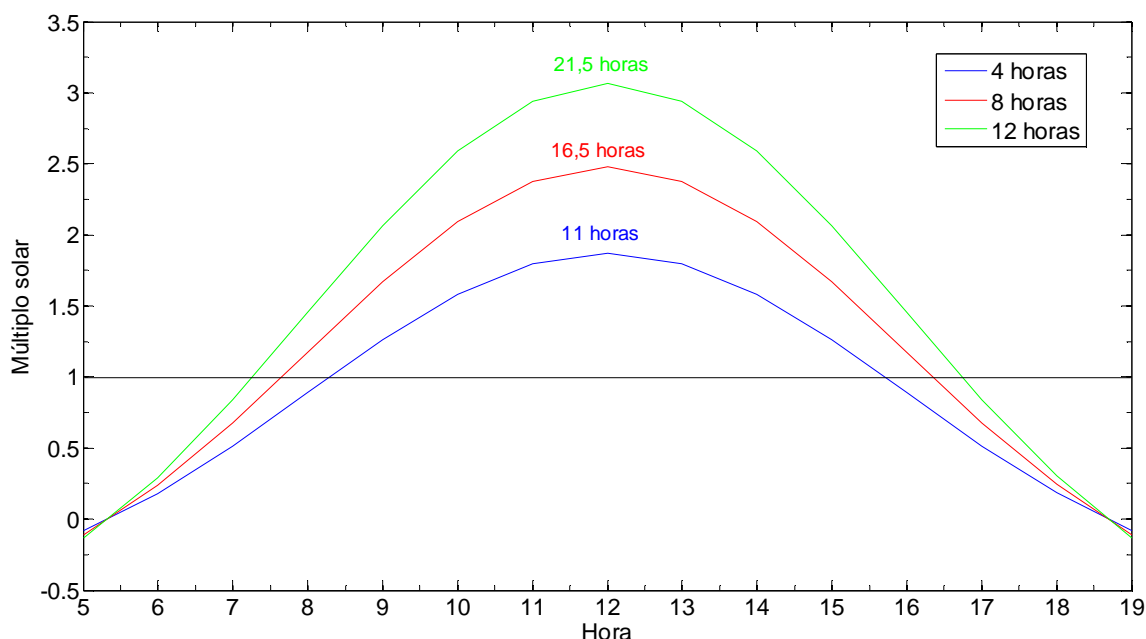


Figura 7.4 Múltiplo solar y horas totales de funcionamiento de la central termosolar.

El uso de esta tecnología aumenta considerablemente las horas de funcionamiento de toda la instalación, llegando a valores de 21,5 horas para las condiciones de diseño con 12 horas de almacenamiento térmico.

A primera y última hora del día se tiene un múltiplo solar negativo a que se tiene apenas radiación y las pérdidas de calor son mayores que la energía útil captada por el fluido. Para solventar este inconveniente, no se gasta el almacenamiento completamente, sino que se reservan un par de horas de energía almacenada para poder realizar el arranque de la central a primera hora de la mañana.

Las dimensiones de los tanques de almacenamiento derivados de esta operación son bastante similares entre el tanque frío y el caliente (tabla 7.1). La pequeña diferencia estriba en la diferencia de densidad a causa de la distinta temperatura de cada uno de los tanques. En cambio, si existen diferencias apreciables entre los diferentes casos de almacenamiento térmico estudiados.

Tabla 7.1 Dimensiones del sistema de almacenamiento.

		4 horas	8 horas	12 horas
Radio R_{tan} (m)	Tanque caliente	8,45	10,57	12,09
	Tanque frío	8,22	10,28	11,76
Altura h_{tan} (m)	Tanque caliente	16,90	21,14	24,28
	Tanque frío	16,43	20,56	23,52

Además de producir electricidad, cualquier instalación de estas características también necesita de un consumo de energía para poder llevar a cabo sus objetivos. En este caso, el mayor consumo parásito se debe al sistema de bombeo de sales a lo largo de los colectores. Para una velocidad establecida, como es el caso, las dimensiones de la central influyen considerablemente en esta pérdida. De este modo, se han obtenido diferentes potencias de bombeo para cada una de las distintas capacidades de almacenamiento estudiadas (*tabla 7.2*).

Tabla 7.2 Potencia de bombeo.

	4 horas	8 horas	12 horas
P_{bombeo} (MW)	1,61	2,48	3,30

Este consumo sobrepasa el 6% con respecto a la potencia máxima generada, resultando, como se ha dicho, una importante pérdida de energía.

En cuanto a energía producida se ha comprobado las diferencias que existen entre los distintos periodos del año, siendo prácticamente necesario el empleo de algún tipo de apoyo, ya sea en forma de almacenamiento extra o de una caldera auxiliar, para aprovechar mejor la importante inversión que es necesario llevar a cabo (*figura 7.5*).

Este proyecto no entra en detalles sobre el apoyo con caldera auxiliar. No obstante, se ha conseguido obtener los mismos niveles de energía generada que en centrales comerciales existentes que si hace uso de este apoyo (*tabla 7.3*).

Tabla 7.3 Comparativa entre diferentes centrales operativas en la actualidad y el diseño obtenido en este proyecto para 8 horas de almacenamiento térmico.

	Andasol-3	La Florida	Arcosol-50	Proyecto
Energía generada (GWh/año)	170	180	160	171,63
Superficie de terreno ocupada (Ha)	220	220	180	182,69
Superficie de captación (m ²)	512000	550000	510000	544953,42

Debido a que una central de estas características necesita de un apoyo auxiliar que garantice un suministro de electricidad a la red homogéneo durante todo el año, se ha obtenido la siguiente tabla.

Tabla 7.4 Cobertura mensual, en %, de la caldera auxiliar sobre el valor de la potencia nominal para las diferentes capacidades de almacenamiento y sus correspondientes horas de funcionamiento a plena potencia.

	Enero	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
4 horas (11h func.)	83,42	62,41	54,71	53,81	18,88	14,55	-2,24	17,45	39,51	71,55	83,23	90,74
8 horas (16,5h func.)	81,82	58,77	50,32	49,33	11,02	6,28	-12,14	9,46	33,65	68,79	81,61	89,84
12 horas (21,5h func.)	82,75	60,89	52,88	51,95	15,61	11,11	-6,36	14,13	37,07	70,40	82,56	90,36

En el plano medioambiental, se contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂, consiguiendo uno de los objetivos de este proyecto en cuanto a sostenibilidad se refiere. Haciendo la comparación con la media nacional de emisiones por producción de energía eléctrica, se consiguen evitar 50000 toneladas de CO₂ al año (*figura 7.6*).

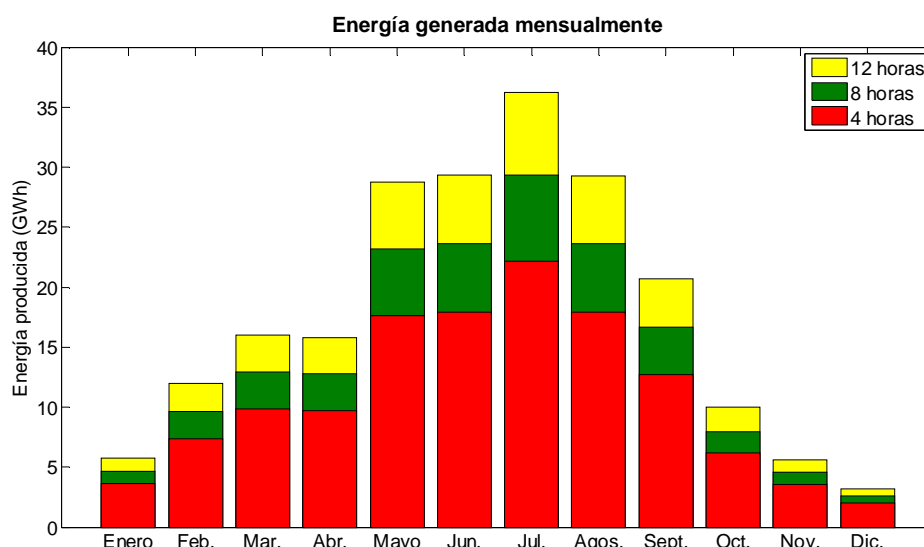


Figura 7.5 Energía producida mensualmente.

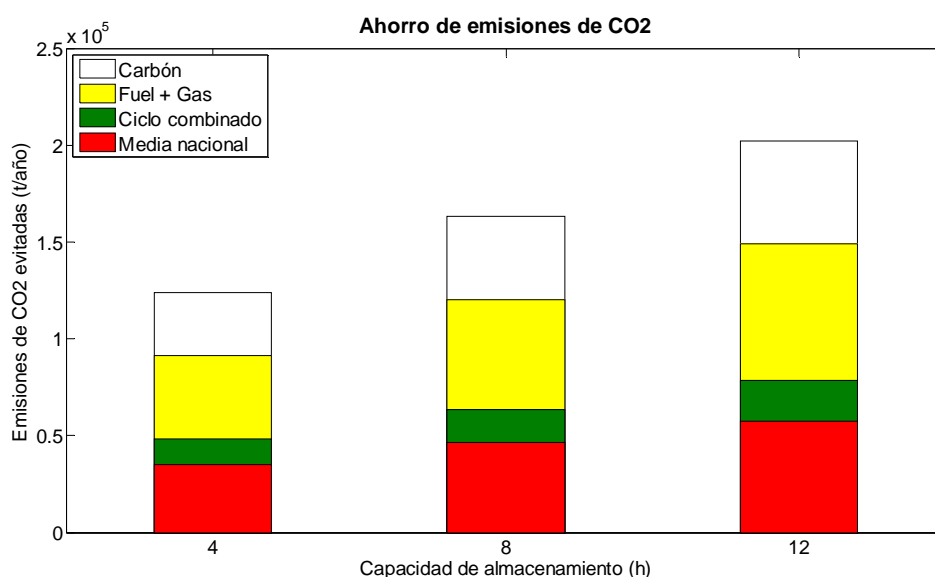


Figura 7.6 Ahorro anual de emisiones de CO₂.

Las extensiones de terreno necesarias no son pequeñas y el impacto visual es un hecho a tener en cuenta ya que, modifica el paisaje y los ecosistemas que habitan en la zona (*tabla 7.4*).

Tabla 7.5 Dimensiones de la central termosolar.

	4 horas	8 horas	12 horas
Lazos	80	106	131
Dimensiones totales (m)	1938 x 700,47	1938 x 942,67	1938 x 1150,27

Para finalizar el análisis, los datos económicos muestran la envergadura de estos proyectos. Se trata de grandes inversiones a ser rentabilizadas a largo plazo, puesto que se trata de una tecnología bastante cara si se compara con las técnicas convencionales de generación de energía eléctrica (*tabla 7.5*).

La mayor parte de la inversión la requiere el campo solar, siendo este la parte de más importante del diseño.

Tabla 7.6 Coste de la central termosolar.

Concepto		T _{almacenamiento}		
		4h	8h	12h
		80	106	131
Campo solar		110.069.807,25 €	147.091.453,14 €	180.473.792,84 €
Bloque de potencia		49.349.000,00 €		
Infraestructura eléctrica		1.930.000,00 €		
Almacenamiento		12.062.723,68 €	17.686.172,88 €	23.309.619,40 €
Gestión de proyecto e ingeniería		14.750.000,00 €		
		188.161.531 €	230.806.626 €	269.812.412 €
Gastos generales	3,00%	5.644.845,93 €	6.924.198,78 €	8.094.372,37 €
Contingencias	5%	9.408.076,55 €	11.540.331,30 €	13.490.620,61 €
Margen	8%	15.052.922,47 €	18.464.530,08 €	21.584.992,98 €
		218.267.376 €	267.735.686 €	312.982.398 €

El coste de la generación con un periodo de amortización de 20 años dista mucho del precio del mercado, 4,853 c€/kWh, siendo necesarias ayudas económicas por parte del gobierno para poder seguir desarrollando esta tecnología y que en un futuro no sea algo aislado, sino mayoritario.

Tabla 7.7 Coste de generación eléctrica y rendimiento global de la central termosolar.

		4 horas	8 horas	12 horas
Coste del kWh (€/kWh)	LCOE	0,2963	0,2720	0,2539
Rendimiento global (%)		15,2	15,1	15,2

Las primas ofrecidas se sitúan en valores de entre 26 y 30 céntimos de euro, haciendo rentable la inversión a largo plazo.

El rendimiento global de la conversión de energía solar a energía eléctrica se sitúa, para todas las capacidades de almacenamiento analizadas, en el 15,2%.

7.2. Conclusiones

Este trabajo ha mostrado la metodología que se ha de seguir en caso de querer acometer el diseño de una central termosolar de colectores cilíndrico-parabólicos. Para ello se han usado sales fundidas como fluido de trabajo frente al uso de los aceites térmicos convencionales. A su vez, se ha empleado un método de cálculo novedoso, utilizando una temperatura equivalente que incorpora el efecto de la radiación solar simplificando el análisis térmico y una diferencia de temperatura media logarítmica que no aparece en la bibliografía.

En todos los análisis llevados a cabo se ha buscado la mayor semejanza con la realidad posible, utilizando para ello, valores meteorológicos medidos en estaciones reales y los componentes de las empresas líderes en el sector.

Lo que más llama la atención en este trabajo y que deja abierta la puerta a futuras investigaciones al respecto es que, contrariamente a lo que era de esperar, la temperatura aumenta linealmente con la distancia recorrida por la sal a lo largo del colector no influyendo apreciablemente el efecto de las pérdidas de calor. De este modo la temperatura de salida únicamente estaría limitada por las propiedades del fluido de trabajo y su estabilidad térmica.

Los resultados de los diferentes diseños muestran que la utilización de sales fundidas aporta una gran ventaja con respecto a los niveles de producción de electricidad con las centrales de aceite. Se han comparado varias centrales existentes con el diseño elaborado en este documento. Considerando los niveles de radiación entre unas regiones y otras prácticamente iguales, se han obtenido similares resultados en todas las centrales comparadas. Sin embargo, la ventaja que el diseño llevado a cabo con sales fundidas es que este no precisa de ningún aporte auxiliar de energía para alcanzar esos niveles de producción obtenidos por las centrales en operación comparadas. Este hecho lleva a aumentar considerablemente la energía generada anualmente nada más que haciendo una pequeña inversión en una caldera auxiliar.

A partir del análisis económico se puede concluir que todavía esta tecnología está muy lejos de ser competitiva con los ciclos combinados o centrales de carbón. Este hecho requiere, a pesar de ser los colectores cilíndrico-parabólicos la tecnología solar térmica más avanzada de las cuatro que existen, mucha investigación hasta poder situarse a la altura de las energías convencionales.

7.3. Coste de elaboración del proyecto

Un informe como el presente lleva unos costes asociados que habría que tener en cuenta si se hubiera llevado a cabo en un entorno empresarial. Este apartado pretende hacer una evaluación de estos en una situación como la descrita. A su vez, estos gastos pueden ser divididos en varios apartados como los que siguen: recursos humanos, equipos, material de oficina y gastos varios.

7.3.1. Coste de los recursos humanos

En este apartado se tienen en cuenta los gastos relativos a las personas que han llevado a cabo el informe.

En primer lugar, se tienen que contabilizar las horas dedicadas a este proyecto por el desarrollador o ingeniero junior. Su realización se ha compaginado con el estudio de algunas

de las últimas asignaturas de la carrera y con unas prácticas en empresa. Debido a estos motivos, la dedicación no ha podido ser absoluta o todo lo que hubiera sido deseable. La estimación del tiempo invertido se va a fijar en 3 horas diarias. Algunos días esta dedicación no ha llegado a dicho tiempo y otros se ha sobrepasado, compensándose el tiempo de este modo. Así, teniendo en cuenta que la adjudicación del proyecto se realizó en marzo del año pasado, las horas invertidas ascienden a un total de 1100 horas aproximadamente.

En segundo lugar, se contabilizan las horas de ingeniero senior como director del proyecto. Estas horas están reflejadas por las tutorías realizadas y las comunicaciones vía internet. El total de este apartado asciende a 12 horas aproximadamente.

El costo de este tiempo se considera teniendo en cuenta el precio/hora de cada uno de los ingenieros que han intervenido. Así, el ingeniero junior se le asigna un precio/hora de 15 €/hora, mientras que al ingeniero senior se le asignan 60 €/hora.

Tabla 7.8 Coste de recursos humanos.

	Horas	Precio (€/h)	Total (€)
Ingeniero junior	1100	15	16500
Ingeniero senior	12	60	720
	Total		17220

7.3.2. Coste de los equipos

La amortización de los equipos empleados también debe ser tomada en cuenta. Así como el uso del software empleado. La amortización se considerará siguiendo la opción lineal.

Los equipos empleados mayoritariamente han sido: ordenador personal y software específico de cálculo numérico y procesadores de texto.

El ordenador empleado ha sido un Pentium Intel Core 2 Duo valorado en 1000 euros. Considerando una vida útil de unas 9000 horas aproximadamente y un mantenimiento de un 10% sobre el precio inicial, se tiene que la amortización de este equipo asciende a 0,13 €/hora.

El software utilizado ha sido: el sistema operativo Windows 7, el paquete Microsoft Office 2007 y el programa de cálculo numérico MATLAB R2009b. Aproximadamente, el conjunto de este software tiene un precio de unos 6500 €. Teniendo en cuenta el mismo número de horas de vida útil que para el ordenador, el gasto de amortización asciende a 0,73 €/h.

Tabla 7.9 Coste de equipos.

	Horas	Precio (€/h)	Total (€)
PC Intel Core 2 Duo	1000	0,13	130
Software	1000	0,73	730
		Total	860

7.3.3. Coste de material

Dentro de este apartado se consideran todos los costes asociados al material de oficina como bolígrafos, folios y calculadora.

Los trabajos de impresión se consideran realizados en un servicio de reprografía con un coste de 0,05 €/página.

También se van a introducir en este apartado los costes de la bibliografía consultada. Se trata de los diversos artículos utilizados, puesto que los libros de referencia se han podido consultar en bibliotecas especializadas. El precio de cada artículo se supondrá en torno a los 30 €

Tabla 7.10 Coste de material.

	Número	Precio (€/ud)	Total (€)
Bolígrafos	3	0,70	2,1
Folios	500	0,01	5
Calculadora	1	30	30
Servicios de impresión	1000	0,05	50
Artículos de referencia	17	30	510
		Total	597

7.3.4. Costes varios

Finalmente, se va a aplicar un coeficiente de mayoración a la suma de los conceptos anteriores para tener en cuenta los diferentes gastos de luz, agua y servicio de limpieza entre otros. Este porcentaje se va a fijar en un 15%.

De este modo estos gastos ascienden a un total de 2802 €

7.3.5. Coste total

Uniendo los apartados anteriores se obtiene el coste total de elaboración de este proyecto.

Tabla 7.11 Coste de total de elaboración del proyecto.

	Total (€)
Recursos humanos	17220
Equipos	860
Material	597
Gastos varios	2802
Total	21478

El coste total resulta de **21478 euros**.

7.4. Críticas y trabajos futuros

No se quiere finalizar este proyecto sin hacer un análisis crítico de los resultados obtenidos y proponer mejoras para líneas de investigación y trabajos futuros.

Se ha estudiado cuidadosamente la modelización térmica del problema considerando prácticamente todos los procesos que pueden ocurrir y los resultados obtenidos han sido reveladores.

El proceso de calentar un fluido a lo largo de un tubo está gobernado por las pérdidas de radiación hacia el exterior desde el tubo receptor y la carcasa de cristal, y por la convección exterior. Al avanzar el fluido por los colectores, y como consecuencia del aumento de temperatura que éste experimenta, los efectos de la radiación que en principio podrían esperarse son prácticamente inapreciables. Los resultados han mostrado una escasa influencia de este hecho en el valor de la resistencia térmica, no disminuyendo de manera significativa el incremento de temperatura entre un colector y el siguiente.

Estos resultados llevan a pensar en posibles mejoras del modelo que pudieran desarrollarse en el futuro para adaptarlo en mayor medida a la realidad.

En primer lugar, la resistencia de radiación entre la carcasa y el ambiente ha sido modelada considerando superficies grises. Sin embargo, se puede comprobar en las propiedades de los diversos componentes afectados, *tabla 3.2*, que la emisividad y la absorptividad distan mucho de alcanzar valores similares. Aunque la hipótesis de superficie gris es una práctica comúnmente utilizada en el diseño de estas centrales, es evidente que un modelado más fidedigno de las mismas requeriría contemplar las diferencias entre la emisividad y absorptividad de cada superficie. Por consiguiente, la mejora del problema consiste en proponer una nueva expresión que tenga en cuenta este hecho de superficies no grises, de acuerdo a la realidad que se tiene. Además de este cambio, también se puede considerar el efecto de la conducción axial, aunque está se prevé despreciable frente a la transferencia de calor en dirección radial.

Como segunda cuestión a mejorar, los datos meteorológicos aquí empleados muestran un carácter completamente exento de variaciones. Se podría incorporar estadísticos y funciones aleatorias sobre esos datos para dar un carácter más real en cuanto a fluctuaciones se refiere.

Además, el modelo de cálculo del sistema de almacenamiento también podría ser objeto de posibles mejoras en futuros trabajos puesto que el objetivo del presente proyecto no era tal. Se podría tener en cuenta el continuo movimiento de sales fundidas entre los dos tanques, no siendo necesario el disponer de todo el volumen de sales obtenido en este proyecto, abaratando esto los costes asociados a este sistema. También se podría tener en cuenta el efecto de los transitorios en la acumulación de energía.

Por último, durante la realización de este trabajo se ha comprobado que son numerosos los análisis que se pueden realizar sobre esta tecnología partiendo de la metodología aquí propuesta: variación de parámetros de interés, análisis termoeconómicos, análisis exergéticos entre otros, dejándose estos para futuros trabajos.

Bibliografía

- [1] Abengoa Solar New Technologies S.A. *Recubrimiento absorbente selectivo solar y método de fabricación*. ES 2 316 321. Solicitud de patente. 1 de abril de 2009.
- [2] Agencia Andaluza de la Energía.
< <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/> >
- [3] Agencia Internacional de la Energía (París). *Technology roadmap: concentrating solar power*. 2010. 45 p. [en línea] Actualización: octubre, 2010. Disponible en:
< http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf > [Última visita: febrero, 2012]
- [4] Al-Soud, M. S; Hrayshat, E. S. *A 50 MW concentrating solar power plant for Jordan*. Elsevier. Journal of cleaner production. 2009. Vol. 17, pp. 625-635
- [5] Allerd et al. *Selective absorber amorphous alloys and devices*. US 4582764. 15 abril de 1986.
- [6] Apuntes de Ingeniería Energética. Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid. Enero, 2010
- [7] Apuntes de Mecánica de fluidos. Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid. Febrero, 2005.
- [8] Apuntes y transparencias de Procesos termodinámicos industriales. Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid.
- [9] Archimede Solar. *Il solare termodinamico concentrazione. La nuova frontiera dei Sali fus archimede solar energy*, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo económico sostenible. 20 p. [en línea] Actualización: noviembre, 2011. Disponible en:
< <http://www.archimedesolarenergy.it/brochure.pdf> > [Última visita: febrero, 2012]
- [10] Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA. *La industria eléctrica. Avance estadístico*. 2010. 18 p.
- [11] Bohlmann, E. G. *Heat transfer salt for high temperature steam generation*. OAK Ridge National Laboratory. Diciembre, 1972. (ORNL-TM-3777)
- [12] Botas, J. A. et al. *La economía del hidrógeno – una visión global sobre la revolución energética del siglo XXI*. 12 p. [en línea] Actualización: marzo, 2005. Grupo de Ingeniería

Química y Ambiental. Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología (ESCET), Universidad Rey Juan Carlos. Disponible en:

<<http://www.aecientificos.es/empresas/aecientificos/documentos/LAECONOMIADELHIDROGENO.pdf>> [Última visita: febrero, 2012]

[13] BP. *BP Statistical Review of World Energy*. Junio, 2010. 45 p.

[14] Castañeda, N. et al. *SENER parabolic trough collector design and testing*. SolarPACES. 2006. 8 p.

[15] Coastal Chemical Company. *HITEC heat transfer salt*. Reg. U.S. Pat. & Tm. Off. [en línea] Actualización: octubre, 2011. Disponible en: < <http://coal2nuclear.com/MSR%20-%20HITEC%20Heat%20Transfer%20Salt.pdf>> [Última visita: febrero, 2012]

[16] Código Técnico de la Edificación. [en línea] Actualización: marzo, 2012. Disponible en: <<http://www.codigotecnico.org/web/recursos/documentos/>> [Última visita: marzo, 2012].

[17] Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid. *Criterios de diseño del campo solar*. Mayo, 2010. 17 p.

[18] Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid. *Estudio para comparar diversos colectores parabólicos*. Mayo, 2010. 36 p.

[19] Comisión Europea (Bruselas). *El Libro Verde: hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético*. Noviembre, 2000. 109p. ISBN: 92-894-0316-0

[20] Comisión Nacional de la Energía. *Ley del sector eléctrico*. 5ª Edición. 2008. 151 p.

[21] Consejo Mundial de la Energía. *Elementos activadores de la escena energética*. Diciembre, 2003. 98 p.

[22] Da Rosa, A. V. *Fundamentals of renewable energy processes*. Elsevier. 2ª Edición. 2009. 827 p. ISBN: 978-0-12-374639-9

[23] Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009. *Diario Oficial de la Unión Europea*, de junio de 2009. pp. 16-62

[24] Duffie, J. A.; Beckman, W. A. *Solar engineering of thermal processes*. Wiley-Interscience. 2ª Edición. 1980. 919 p.

[25] El Banco Mundial. <<http://datos.bancomundial.org>> [Última visita: febrero, 2012]

- [26] Espe, W.; Knoll, M.; P. Wilder, M., *Getter materials for electron tubes*. Electronics Magazine. Octubre, 1950. pp. 80-86.
- [27] Flabeg. <www.flabeg.com>
- [28] Flagsol GMBH. <www.flagsol.com>
- [29] Flagsol GMBH; Solar Millenium, *Advanced High Temperature Trough Collector Development*. Febrero, 2010. 33 diapositivas. [en línea] Actualización: abril, 2010. Disponible en: <http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp_prm2010_solar_millennium.pdf> [Última visita: Febrero, 2012]
- [30] Global Wind Energy Council (GWEC). *Global wind report. Annual market update 2010*. Marzo, 2011. 67 p.
- [31] Google imágenes. <www.google.es>
- [32] Güven, H. M.; Mistree, F.; Bannerot, R. B. *A conceptual basis for the design of parabolic troughs for different design environments*. Journal of Solar Energy Engineering, 1986, Vol. 108. pp. 60-66
- [33] Incropera F. P.; De Witt D. P. *Fundamentos de transferencia de calor*, Prentice Hall, 4ª Edición. 1999.
- [34] Kalogirou, S. *Parabolic trough collector system for low temperature steam generation: design and performance characteristics*. Elsevier. Applied Energy. 1996. Vol. 55, núm. 1, pp. 1-19
- [35] Kalogirou, S. *Solar energy engineering, processes and systems* Elsevier Inc. 2009. 760 p. ISBN: 978-0-12-374501-9
- [36] Kalogirou, S. *Solar thermal collectors and applications*. Elsevier. Progress in energy and combustion science. 2004. Vol. 30, pp. 231-295
- [37] Kearney, D. et al. *Assesment of a molten salt heat transfer fluid in a parabolic trough solar field*. Journal of JSEE. Abril, 2002. 20 p.
- [38] Kearney, D.; Herrmann, U.; *Engineering evaluation of a molten salt HTF in a parabolic trough solar field*. National Renewal Energy Laboratoy. 2004. 30 diapositivas. [en línea] Actualización: junio, 2006. Disponible en: <http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/ulf_herrmann_salt.pdf> [Última visita: febrero, 2012]

- [39] Kearney, D. *Parabolic trough collector overview*. National Renewable Energy Laboratory. 2007. 39 diapositivas. [en línea] Actualización: marzo, 2007. Disponible en: < http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/2007/kearney_collector_technology.pdf > [Última visita: febrero, 2012]
- [40] Lüpfer, M. G. et al. *Eurothough – Design issues and prototype testing at PSA*, Plataforma Solar de Almería. German Aerospace Center. Abril, 2001. 25 diapositivas.
- [41] Lüpfer, M. G. et al. *Eurothough –Parabolic Trough Collector Family Developed and Qualified for Cost Efficient Solar Power Generation*, Plataforma Solar de Almería. German Aerospace Center. Abril, 2002
- [42] Manzolini, G. et al. *Development of an innovative code for the design of thermodynamic solar power plants part A: Code description and test case*. Elsevier. Renewable Energy. 2011. Vol. 36, pp. 1993-2003
- [43] Manzolini, G. et al., *Development of an innovative code for the design of thermodynamic solar power plants part B:Performance assessment of commercial and innovative technologies*. Elsevier. Renewable Energy. 2011. Vol. 36, pp. 2465-2473
- [44] Martínez-Val, J. M. (Ed.) et al. *La energía y sus claves*. Fundación Iberdrola. 2004. 1034 p. ISBN: 84-609-1337-6
- [45] Meteonorm. < <http://meteonorm.com/> >
- [46] Montes, M.J.; Abánades, A.; Martínez-Val, J.M. *Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple*. Elsevier. Solar Energy. 2009. Vol. 83, pp- 679-689
- [47] Montes, M.J.; Abánades, A.; Martínez-Val, J.M. *Producción de hidrógeno a partir de energía solar*. 14 p. [en línea] Actualización: abril, 2005. Centro de Análisis de Desarrollo Energético Sostenible, FFII, Grupo de Termotecnia, ETSII-UPM. Disponible en: < <http://www.energiasostenible.net/DVD/H2solar.pdf> > [Última visita: febrero, 2012]
- [48] Montes, M.J. et al. *Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors*. Solar Energy 83 (2009) 2165-2176, Elsevier. Agosto, 2009. 12 p.
- [49] Nava, P. *Two Times 50 MWe in Southern Spain: the AndaSol projects*. Flagsol GMBH, Solar Millennium. 2004. 15 diapositivas. [en línea] Actualización: enero, 2011. Disponible en:<

<http://www.warmdebate.com/sites/default/files/administrator/Andasol%20Projects.pdf>>

[Última visita: febrero, 2012]

[50] Pérez Arriaga, J. I. *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Junio, 2005. 579p.

[51] Plataforma Solar de Almería. <www.psa.es>

[52] Poullikkas, A. et al. *Optimum sizing of steam turbines for concentrated solar power plants*. International Journal of Energy and Environment. 2012, vol. 3, Issue 1, pp. 9-18

[53] Protermosolar. *Mapa de las centrales térmicas*. [en línea] Actualización: febrero, 2012. Disponible en:< <http://www.protermosolar.com/boletines/23/Mapa.pdf>> [Última visita: febrero, 2012]

[54] Unión Europea. <europa.eu/>

[55] U.S. Department of Energy. *Renewable Energy Technology Characterizations*. Diciembre, 1997. 283 p. [en línea] Actualización: enero, 2002. Disponible en: < <http://www.nrel.gov/docs/gen/fy98/24496.pdf>> [Última visita: febrero, 2012]

[56] U.S. Energy Information Administration (Washington). *International Energy Outlook 2010*. Julio, 2010. 328 p.

[57] Red Eléctrica de España. *El Sistema eléctrico español 2010*. Junio, 2011. 143 p.

[58] Red Eléctrica de España. < <http://www.esios.ree.es/web-publica/>>.

[59] Renedo, C. J., Tablas del agua y del aire. Apuntes de Mecánica de fluidos y termodinámica. Universidad de Cantabria. 17 p. [en línea] Actualización: septiembre, 2010. Disponible en: <<http://personales.unican.es/renedoc/Trasperecias%20WEB/Trasp%20Termo%20y%20MF/00%20GRADOS/Tablas%20Termo.pdf>> [Última visita: febrero, 2012]

[60] Romero, M. *Energía solar termoeléctrica*. Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. [en línea] Actualización: abril, 2003. Disponible en: <http://www.uib.es/facultat/ciencies/prof/victor.martinez/recerca/jornadesI/ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf> [Última visita: febrero, 2012]

[61] Sánchez, M. *Consideraciones sobre el diseño de plantas termoeléctricas*. Centro Nacional de Energías Renovables. 80 diapositivas

[62] Schott Solar. *Schott PTR 70 receiver. The next generation*. 2009 4 p. [en línea] Actualización: febrero, 2012. Disponible en:

<<http://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=schott%20ptr%2070%20receiver.%20the%20next%20generation&source=web&cd=2&ved=0CDIQFjAB&url=http%3A%2F%2Fschott.bippesbrandao.net%2Ffileadmin%2Fmedia%2Fus%2Fbrochures%2FSCHOTT%2520PTR%252070%2520Receiver%2520US.pdf&ei=j3hGT4GgNtOAhQfg37WdDg&usq=AFQjCNElpEV3TuIFiGNT0ocKZIQKaMpjvw>> [Última visita: febrero, 2012]

[63] Servicio de noticias de la ONU. “*ONU exhorta a crear alianzas para llevar energía limpia a los pobres*” [en línea]. Actualización: febrero, 2012. Disponible en:

<<http://www.un.org/spanish/News/fullstorynews.asp?newsID=21083&criteria1=energia>>

[Última visita: febrero, 2012]

[64] Siemens AG. *The unrivaled benchmark solar receiver efficiency*. Energy Sector, Renewable Energy Division. 2010. 2 p. [en línea] Actualización: febrero, 2012. Disponible en:

<http://www.energy.siemens.com/cn/CN/downloadCenter/Documents/E_R_The%20unrivaled%20benchmark%20in%20solar%20receiver%20efficiency_en.pdf> [Última visita: febrero, 2012]

[65] Siemens AG. *Turbinas de vapor industriales*. Energy Sector, Renewable Energy Division. 2009. 8 p. [en línea] Actualización: enero, 2011. Disponible en:

<http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/Industrial_Steam_Turbines_sp.pdf> [Última visita: febrero, 2012]

[66] Solar Millenium AG. <www.solarmillennium.de>

[67] Solar Millennium. *The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3: the largest solar power plants in the world*. 2008. 25 p. [en línea] Actualización: septiembre, 2011. Disponible en:

<<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/1115150/data/1115144/1/rwe-innogy/sites/solar-power/andasol-3/facts-figures/Further-information-about-Andasol.pdf>>

[Última visita: febrero, 2012]

[68] Tubinox. *Tubería y características del acero inoxidable*. [en línea] Actualización: octubre, 2009. Disponible en: <<http://www.tubinox.com/catalogos/1.Tuberia.pdf>> [Última visita: febrero, 2012]

[69] Wittmann M. et al. *Case studies on the use of solar irradiance forecast for optimized operation strategies of solar thermal power plants*, IEEE Journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing. Marzo, 2008. Vol. 1, núm. 1, pp. 18-27

- [70] Zhang, Y. et al. *Modeling the potential for thermal concentrating solar power technologies*. Elsevier. Energy Policy. 2010. Vol. 38, pp. 7884-7897